

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.43(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Шумова Вероника Геннадиевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б5В	Шумовой Веронике Геннадиевне

Тема работы:

Обоснование применения нестационарного заводнения на основе геологического и гидродинамического моделирования при разработке месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Опыт применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири; Технологические особенности нестационарного заводнения; Гидродинамическое моделирование; Выбор критериев применимости нестационарного заводнения; Выбор перспективных участков для применения нестационарного заводнения; Типы гидродинамических моделей; Анализ применения трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений; Обоснование оптимального времени полуцикла; Оценка времени на трехмерных гидродинамических

	<p>моделях; Оценка времени полувывода с учетом взаимовлияния скважин; Анализ методики выбора участков для применения нестационарного заводнения; Автоматизированная система сбора и обработки информации (АССОИ); Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей; Геологическое и гидродинамическое моделирование и их роль в решении задач разработки месторождения.</p>
--	--

### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Влияние геолого-физических и промыслово-технологических характеристик объекта разработки на эффективность нестационарного заводнения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ современного гидродинамического моделирования в процессе разработки месторождения	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Усовершенствование гидродинамического моделирования	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Влияние геолого-физических и промыслово-технологических характеристик объекта разработки на эффективность нестационарного заводнения	
Анализ современного гидродинамического моделирования в процессе разработки месторождения	
Усовершенствование гидродинамического моделирования	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

### **Задание выдал руководитель / консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	к.г.-м.н.		02.03.2020

Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020
-----------------------	-------------------------------	--	--	------------

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Шумова Вероника Геннадиевна		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

#### выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2019	Влияние геолого-физических и промыслово-технологических характеристик объекта разработки на эффективность нестационарного заводнения.	25
23.03.2019	Анализ современного гидродинамического моделирования в процессе разработки месторождения.	25
06.04.2019	Усовершенствование гидродинамического моделирования.	30
20.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
11.05.2019	Социальная ответственность.	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

##### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **Обозначения, определения и сокращения**

**НЗ** – нестационарное заводнение;

**ГДМ** – гидродинамическая модель;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ЭО** – эксплуатационный объект;

**МУН** – методы повышения нефтеотдачи;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ИНФП**–изменение направления фильтрационных потоков;

**ГИС**–гидродинамические исследования скважин;

**ФЕС**–фильтрационно-емкостные свойства;

**КНС**–кустовая насосная станция;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ПДГТМ** – постоянно действующая геолого-технологическая модель;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**РИГИС** – результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

**АССОИ** – автоматизированная система сбора и обработки информации;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 страниц, в том числе 36 рисунков, 9 таблиц. Список используемых источников - включает 26 источников.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, методы повышения нефтеотдачи, гидродинамическая модель, критерии применимости, численное моделирование.

Объектом исследования является анализ применения нестационарного заводнения на основе геологического и гидродинамического моделирования для повышения нефтеотдачи.

Цель исследования – обоснование нестационарного заводнения на основе геологического и гидродинамического моделирования на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования был подробно рассмотрен нестационарный метод воздействия на пласт на основе гидродинамического моделирования. Проведен анализ критериев применимости нестационарного заводнения, определены области эффективного применения.

В результате исследования выявлен положительный эффект от применения нестационарного заводнения, определены оптимальные режимы добывающих и нагнетательных скважин.

Область применения: месторождения Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с относительно не дорогой для внедрения технологии, повышением нефтеотдачи пласта.



# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1    ВЛИЯНИЕ    ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ    И    ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ .....	14
1.1 Опыт применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири.....	14
1.2 Технологические особенности нестационарного заводнения.....	16
1.3 Гидродинамическое моделирование .....	21
1.4 Выбор критериев применимости нестационарного заводнения .....	26
1.4.1 Выбор перспективных участков для применения нестационарного заводнения.....	29
2        АНАЛИЗ                СОВРЕМЕННОГО                ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ .....	33
2.1 Типы гидродинамических моделей.....	33
2.2 Анализ применения трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений .....	38
2.3 Обоснование оптимального времени полуцикла.....	43
2.4 Оценка времени на трехмерных гидродинамических моделях.....	46
2.5    Оценка времени полуцикла с учетом взаимовлияния скважин.....	48
2.6    Анализ методики выбора участков для применения нестационарного заводнения.....	50
3    УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ                                ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	59
3.1 Автоматизированная система сбора и обработки информации (АССОИ) ...	59

3.2 Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей.....	61
3.3 Геологическое и гидродинамическое моделирование и их роль в решении задач разработки месторождения .....	64
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 Техничко-экономическая эффективность применения нестационарного заводнения.....	69
4.2 Определение затрат при внедрении технологии.....	70
4.2.1 Эксплуатационные затраты.....	70
4.3 Капитальные вложения.....	73
4.4 Платежи и налоги .....	73
4.5 Сравнение технологических показателей.....	76
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	79
5.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	80
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	82
5.4 Экологическая безопасность.....	85
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Решение одной из важнейших задач в нефтяной промышленности- увеличение коэффициента извлечения нефти- требует применения эффективных методов разработки месторождений. Большое внимание привлекают гидродинамические методы повышения коэффициента нефтеизвлечения, связанные с изменением величины и направления градиентов пластового давления. В России с помощью гидродинамических методов извлекается более 50% нефти всех применяемых методов увеличения коэффициента извлечения нефти.

В настоящее время основным способом выработки месторождений Западной Сибири является заводнение нефтяных пластов. Одной из относительно не дорогих для внедрения технологий, относящихся к гидродинамическим методам, является нестационарное заводнение. Для условий, когда коллекторы характеризуются высокой неоднородностью пласта, повышенной вязкостью нефти и низкой проницаемостью, обычное заводнение становится малоэффективным.

Применение нестационарного заводнения позволяет снижать текущую обводненность, увеличивать охват пластов заводнением, поддерживать достигнутый уровень добычи нефти. Метод применим для нефти малой и средней вязкости, но наибольший эффект может быть получен при вытеснении маловязкой нефти в песчаных коллекторах. Применение этого метода рекомендуется на объектах с большими остаточными запасами подвижной нефти, где по данным текущего геолого-промыслового анализа наблюдается резкое ухудшение процесса вытеснения и прогрессирующее обводнение скважин. Высокий прирост нефтеотдачи можно достичь и на последней стадии разработки, однако, чем позднее стадия, на которой осуществляется изменение направления потоков, тем больше необходимо отобрать жидкости для достижения одного и того же прироста нефтеотдачи [1].

Выбор метода нестационарного заводнения должен учитывать конкретные условия разработки месторождения (залежи), стадию выработки запасов нефти [4].

Для осуществления нестационарного заводнения не требуется значительных изменений в системе поддержания пластового давления (ППД), которую организуют при обычном заводнении.

По результатам исследований, сделано заключение, что при периодическом изменении условий воздействия на неоднородные пласты, в пластах создается нестационарное распределение пластового давления и возникает неустановившееся движение жидкостей и газа из-за действия капиллярных сил. В результате, в неоднородных пластах за счет возникновения градиента гидродинамического давления, могут произойти перетоки жидкостей и перераспределение нефте-и водонасыщенных зон.

При осуществлении нестационарного заводнения существует возможность максимально эффективно использовать капиллярные силы за счет снижения скорости вытеснения (в периоды остановки нагнетательных скважин), а также можно увеличивать амплитуду градиентов давления (за счет периодичности в работе нагнетательных скважин).

Нестационарное заводнение позволяет повысить нефтеотдачу пластов и снизить объем добычи попутной воды.

На большинстве месторождений после практически полной выработки остаточная нефть находится в капиллярно-защемленном виде или в виде отдельных целиков нефти. Для повышения полноты ее извлечения широко используется метод нестационарного воздействия, который доказал свою эффективность на ряде месторождений. В отличие от большинства методов увеличения нефтедачи пластов (МУН), технология нестационарного воздействия не требует дополнительных затрат на обустройство месторождения и закупку дополнительного оборудования, что не увеличивает себестоимость добычи нефти. Проанализировав геолого-физические характеристики объектов

и сложившиеся системы разработки, можно отметить, что данный метод применим практически повсеместно [21].

Актуальность данной работы: применение геологического и гидродинамического моделирования для обоснования эффективной технологии разработки, позволяющей увеличить нефтеотдачу пластов и снизить текущую обводненность.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения метода нестационарного воздействия на месторождения Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать опыт внедрения нестационарного воздействия.
2. Рассмотреть технологические особенности метода.
3. Исследовать влияние критериев применимости нестационарного заводнения.
4. Оценить влияние геологического и гидродинамического моделирования на эффективность выбранного способа разработки месторождения.

# **1 ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

## **1.1 Опыт применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири**

Впервые эффективность нестационарного заводнением была отмечена М.Л. Сургучевым в 1950-х годах, после проведения анализа заводнения пласта Б<sub>2</sub> месторождения Яблонувый Овраг и основного пласта Ново-Степановского участка Калиновского месторождения [22]. Заводнение на этих объектах проводилось периодически, в связи с техническим и природно-климатическим особенностями. Нестационарная закачка воды на этих объектах способствовала снижению обводненности и повышению нефтеотдачи. В ходе анализа результатов были сделаны приближенные расчеты для двухслойной модели пласта, которые так же показали, что, созданием искусственного нестационарного режима работы нагнетательных скважин, можно интенсифицировать процесс отбора нефти. Технологическая эффективность была оценена в 70-90 тыс. т дополнительной добычи нефти [22].

В 1970 г. нестационарное заводнение было опробовано на Трехозерном месторождении Западной Сибири.

В 1975-1979 гг. были разработаны технологические схемы разработки объектов с применением технологии нестационарного заводнения по пластам БВ<sub>10</sub>, БВ<sub>8</sub>, АВ<sub>4-5</sub>, АВ<sub>1</sub> Самотлорского месторождения Западной Сибири.

Для проведения опытно промышленных испытаний метода соответствующими производственными и научно-исследовательскими организациями были составлены специальные программы. На основании технологических возможностей системы сбора и ППД, определялись нагнетательные скважины для реализации метода, продолжительность циклов и амплитуды колебаний расхода нагнетаемой воды.

Нестационарное (циклическое) заводнение представлялось совокупностью двух неразрывно связанных процессов: внедрение воды в низкопроницаемые

пропластки из высокопроницаемых и удержание воды в низкопроницаемых пропластках. К достоинствам метода нестационарного заводнения относятся достаточно высокая эффективность (особенно на начальных стадиях заводнения), доступность и минимальность усилий для внедрения на промыслах [3].

Благодаря исследованиям были сделаны следующие выводы:

- при нестационарном заводнении период снижения пластового давления характеризуется интенсивным перераспределением жидкостей в пласте за счет капиллярной пропитки;
- водонасыщенность более проницаемого (обводненного) слоя заметно уменьшается за счет вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев;
- степень удержания малопроницаемыми слоями внедрившейся в них воды зависит от продолжительности полупериода снижения давления нагнетания;
- в пластах с высоким начальным содержанием остаточной воды капиллярное перераспределение жидкостей, насыщающих неоднородный коллектор, происходит интенсивнее;
- при нестационарном воздействии темп извлечения нефти с увеличением вязкости снижается незначительно;
- метод нестационарного заводнения может применяться на всех месторождениях, которые могут разрабатываться с заводнением и характеризуются неоднородностью пластов по проницаемости или значительной вязкостью нефти (или тем и другим одновременно) [3].

Обоснование данного метода зависит от геологического строения коллекторов. Для повышения эффективности процесса следует увеличить коэффициент охвата пласта за счет внедрения вытесняющего агента в малопроницаемые нефтенасыщенные участки. Такими условиями обладает нестационарный метод заводнения.

Условия нестационарного заводнения применимы для всех месторождений, для которых применим метод обычного заводнения, и которые характеризуются

высокой проницаемостной неоднородностью или высоким соотношением вязкости воды и нефти.

## **1.2 Технологические особенности нестационарного заводнения**

В настоящее время применяются различные вариации и модификации методов гидродинамического воздействия. Применение того или иного метода обосновывается сложившимися условиями разработки объекта, техническими возможностями имеющегося оборудования и др. [21].

К основным видам нестационарного гидродинамического воздействия на пласт, выбор которых определяется геолого-физическими и технологическими условиями относят: отключение обводнившихся скважин или снижение отборов жидкости из них; увеличение градиентов давления в окрестности добывающих скважин путем снижения забойных давлений (форсирование отборов); увеличение расхода нагнетаемой жидкости по отдельным группам скважин для повышения градиентов давления в направлении, где имеется невытесненная нефть; рациональное снижение скорости фильтрации для интенсификации межслойного обмена фазами в пластах; периодическое снижение или прекращение закачки как способ реализации упругих проявлений в пласте; снижение пластового давления до давления насыщения для разгазирования оставшейся в обводненном пласте нефти; периодическое повышение давления нагнетания сверх критического при заводнении пластов, когда проницаемость зависит от давления [3].

Данные виды нестационарного воздействия могут сочетаться в различных вариантах при комплексном нестационарном заводнении и дополняться применением других. Эффективность метода нестационарного воздействия изучалась при различных условиях. Каждый из данных методов имеет определенные преимущества и недостатки.

Физический смысл нестационарного заводнения основан на периодическом изменении условий воздействия на пласт, при котором создается распределение пластового давления. Наибольший эффект от применения нестационарного заводнения наблюдается в неоднородных продуктивных



коллекторах. Периодическое изменение по величине и направлению перепадов давления в пропластках различной проницаемости приводит к проникновению закачиваемой воды в участки продуктивного пласта, неохваченные обычной закачкой, то есть в застойные нефтяные зоны [2].

На рисунке 1 схематично показаны принципы возникновения перетоков при проведении нестационарного заводнения.

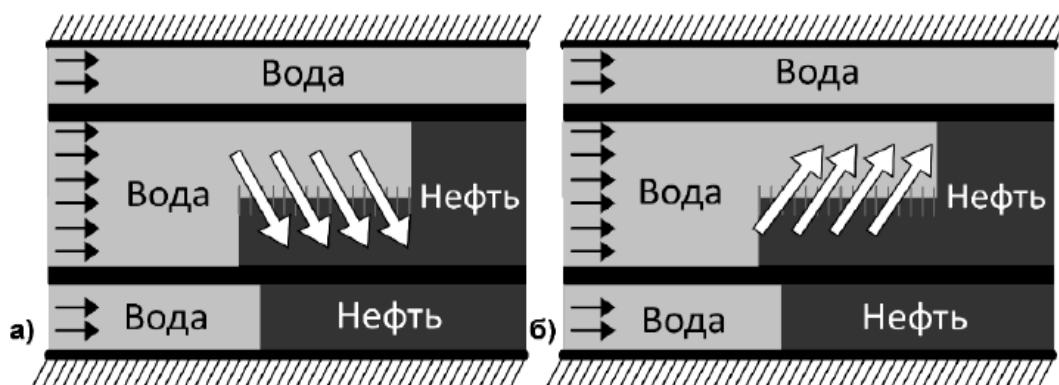


Рисунок 1 – Схематичное изображение зоны эффективных для нестационарного заводнения вертикальных перетоков: а) 1 полуцикл: закачка воды; б) 2 полуцикл: остановка нагнетательной скважины или увеличение отбора на добывающей скважине

Образовавшиеся градиенты гидродинамических давлений между неоднородными по проницаемости слоями способствуют интенсификации перетоков жидкости из одних слоев в другие. Одновременно с этим происходит и изменение направления потоков воды. Все это способствует расширению границ вытеснения по толщине и простиранию продуктивных пластов. Таким образом, вовлекаются в разработку запасы нефти из низкопроницаемых нефтенасыщенных слоев, зон и блоков. Установлено, что чем выше сжимаемость пластовой системы, тем больше по величине должны быть градиенты давления и, соответственно, интенсивнее перетоки жидкости между неоднородными по проницаемости слоями нефтенасыщенных пород. На гидродинамические перетоки существенное влияние оказывают капиллярные силы. Оба эти процесса взаимосвязаны и дополняют друг друга.

Таким образом, в настоящее время все технологии нестационарного воздействия на пласт можно разбить на три группы:

1. Технологии, основанные на изменении направления фильтрационных потоков (ИНФП). Технологии данной группы предусматривают воздействие на процесс фильтрации путем регулирования работы как нагнетательных, так и добывающих скважин (периодическая остановка, эксплуатация, снижение или увеличение отборов).
2. Технологии, основанные на нестационарном (циклическом) заводнении (НЗ). Технологии данной группы предусматривают воздействие на пласт путем целенаправленного регулирования работы нагнетательных скважин (периодическая остановка, эксплуатация, снижение или увеличение объемов закачиваемой воды).
3. Комплексные технологии нестационарного воздействия, которые могут включать элементы нестационарного заводнения или изменения направления фильтрационных потоков, и дополняться физико-химическими (например, применением поверхностно активных веществ, термическим или вибрационно-импульсным воздействием и др.) или гидродинамическими (регулирование системы ППД, оптимизация забойных давлений эксплуатационных скважин и др.) методами воздействия на пласт [3].

Нестационарное (циклическое) заводнение направлено на увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического изменения давления нагнетания воды. В результате в пласте возникают нестационарные перепады давления и сопутствующие нестационарные перетоки жидкости между слоями различной проницаемости [10]. Для увеличения охвата пласта нестационарным воздействием была исследована возможность подключения к нестационарной работе нагнетательных скважин периодическую эксплуатацию высокообводненных скважин.

При запуске в работу нагнетательной скважины с увеличенной приемистостью и остановке добывающей скважины давление в

высокопроницаемом прослое повышается быстрее со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин, и поток жидкости направляется из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый. При остановке нагнетательной скважины и пуске в работу добывающей давление в низкопроницаемом слое падает медленнее, происходит переток жидкости из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый.

Таким образом, при нестационарном заводнении нестационарные перетоки жидкости возбуждаются со стороны как нагнетательной, так и добывающей скважин.

Комплекс работ по внедрению методов циклической закачки, применяемых на месторождениях Западной Сибири, можно разделить на четыре этапа.

На первом этапе внедрения с помощью изменения частоты тока, подаваемого на электродвигатели насосного оборудования, по каждой добывающей скважине подбирается оптимальный режим работы, при котором скважина работает с наибольшим дебитом нефти стабильно. На этом этапе достигается наиболее полное вовлечение в разработку пласта в области радиуса дренирования.

На втором этапе применения наблюдается переход на ограничение объемов круглосуточной закачки воды и увеличение текущей месячной компенсации.

На третьем этапе циклическое заводнение осуществляется на основе модифицированных схем размещения скважин – переход от систем с рядным расположением добывающих и нагнетательных скважин к блочно-замкнутым и блоковым. В данном случае эффект от нестационарного воздействия на пласт сопровождается изменением направлений фильтрационных потоков, с целью вовлечения в процесс дренирования невыработанных удаленных зон.

На четвертом этапе нестационарное заводнение и изменение направлений фильтрационных потоков сопровождаются регулированием объемов закачки и

уровней добычи по отдельным скважинам с применением физико-химических методов [21].

При проведении исследований на 2х физических моделях, были выбраны образцы керна одного из месторождений Западной Сибири. Керна терригенного типа. Проницаемость первой модели  $0,215 \text{ мкм}^2$ , второй- $0,423 \text{ мкм}^2$ . Пластовое давление создавалось-7 МПа, горное-30 МПа, вязкость нефти-1,68 МПа·с. Вытеснение проводилось путем прокачки 6-8 поровых объемов воды, до стабилизации коэффициента вытеснения. При достижении стабильных значений коэффициента вытеснения фильтрация прекращалась и осуществлялась смена гидродинамического режим путем ступенчатого увеличения закачки воды на входе в модель. Давление на входе в модель изменялось ступенчато: 7,06; 7,12 и 7,18 МПа. Результаты данных экспериментов показали, что после смены гидродинамического режима, т.е. ступенчатого повышения давления, режим вытеснения сопровождается высокими перепадами давления на участке стабилизации, что свидетельствует об изменении градиентов давления в поровой структуре и подключению к процессу вытеснения новых поровых каналов и капилляров [21]. После ступенчатого гидродинамического воздействия коэффициент вытеснения увеличился на 6,24% (при проницаемости  $0,215 \text{ мкм}^2$ ) и на 5,15 % (при проницаемости- $0,423 \text{ мкм}^2$ ).

Таким образом, при внедрении технологии циклического воздействия, для достижения максимального снижения остаточной нефтенасыщенности и повышения дополнительной добычи нефти, следует ступенчато увеличивать интенсивность каждого последующего цикла [21].

Технологическая эффективность работ, выраженная в виде дополнительной добычи нефти, оценивается по характеристикам вытеснения методом Камбарова.

### 1.3 Гидродинамическое моделирование

Гидродинамическое моделирование является одним из эффективных инструментов анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. Моделирование разработки месторождений позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства нефтяного пласта при воспроизведении истории разработки. Главной целью гидродинамического моделирования является обоснование геолого-технических мероприятий в средне- и долгосрочной перспективах разработки, а также оптимизация систем разработки выработанных месторождений с использованием современных технологий оптимизации нестационарного заводнения. Область использования моделей заключается, в первую очередь, в диагностике состояния разработки месторождения, оценки и распределения текущих запасов нефти, гидродинамического режима пласта, планировании режимов эксплуатации скважин, планирование показателей разработки (дебит, обводненность, добыча), подбор оборудования для добычи и транспортировки, оценка неопределенностей и рисков, возникающих при разработке. Для получения достоверных моделей необходимо учитывать все факторы, влияющие на процессы при разработке объекта.

Для построения структурных поверхностей за основу обычно принимаются результаты сейсмических исследований. Для уточнения структурных построений строится разностная карта по отклонению сейсмических и скважинных значений.

Геологическая модель объекта, которая является трехмерным представлением о геологическом строении в виде структурных и параметрических моделей позволяет выявить особенности строения залежи, оценить запасы нефти и газа. Безусловно, построению компьютерной геологической модели должна предшествовать работа по изучению условий осадконакопления, литолого-фациальный анализ, детальная корреляция разреза пласта. Следует подчеркнуть важность геофизических, промысловых и физико-химических исследований, изучение керна и других исследовательских работ, от

которых напрямую зависит достоверность как геологических, так и фильтрационных моделей, и, следовательно, верность и обоснованность результатов моделирования.

Гидродинамическое моделирование является одним из важнейших этапов проектирования разработки месторождения и состоит из двух стадий: адаптация модели по истории разработки и прогнозные гидродинамические расчеты.

На стадии адаптации модели можно определить трехмерное распределение флюидов в пласте, текущий гидродинамический режим залежи, выявить осложнения геологического и технологического характера. При адаптации уточняются фильтрационные свойства пластов, методы измерения. Таким образом, корректируются параметры геологической модели, выявляются особенности строения пластов, не вскрытых при бурении скважин, и в целом, повышается достоверность представлений о геологическом строении залежи. Адаптированная фильтрационная модель используется для прогнозных гидродинамических расчетов вариантов разработки.

Важнейшим фактором при адаптации является физическая содержательность модели. Процесс начинается с того, что в модель вводят исходные данные, после обработки которых получают выходные данные. Эта информация анализируется с точки зрения эффективности влияния произошедших изменений на рабочие характеристики процесса. Если необходимо, проводится корреляция, затем процесс моделирования повторяется. В процессе моделирования от цикла к циклу благодаря опыту специалиста получают более подробное представление о пласте, которое можно использовать для прогнозирования процесса разработки. Блок-схема математического моделирования представлена на рисунке 2. Закладываемые в модель характеристики имеют погрешность 15-20 % и более.



Рисунок 2 – Блок-схема процесса математического моделирования

В зависимости от полноты и достоверности исходных данных для месторождения, используют адресные (детерминированные) или вероятностные (стохастические) модели. В адресных моделях все факторы, оказывающие влияние на развитие ситуации, однозначно определены и их значения известны в момент принятия решения. В моделях такого типа стремятся как можно точнее воспроизвести фактическое строение пластов. Каждая деталь должна точно соответствовать детали строения реального пласта. А вероятностные модели предполагают наличие элемента неопределенности, учитывают возможное вероятностное распределение значений факторов и параметров. К таким моделям относят модель однородного пласта, модель трещиноватого пласта, модель слоистого пласта. Адресные модели, с одной стороны, не позволяют достаточно полно учитывать элемент неопределенности, но с другой стороны, позволяет учесть многие дополнительные факторы, зачастую недоступные вероятностным моделям.

Программные средства не позволяют полностью смоделировать процессы, поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны

пласта, и использование ряда других приемов для максимального приближения модели к реальным процессам. Существует довольно большое количество симуляторов. Среди известных во всем мире можно упомянуть Eclipse компании Schlumberger, Tempest More компании Roxar, IMEX, STARS, GEM, WinProp от компании CMG, VIP компании Landmark, «Техсхема» компании ОАО «Сургутнефтегаз» и другие.

В качестве объекта исследования был выделен участок, представленный единым пластом, практически со всех сторон окружен водоносной зоной. Пласт коллектор неоднороден по пористости и проницаемости, что связано с неравномерной глинистостью, которая увеличивается к кровле пласта.

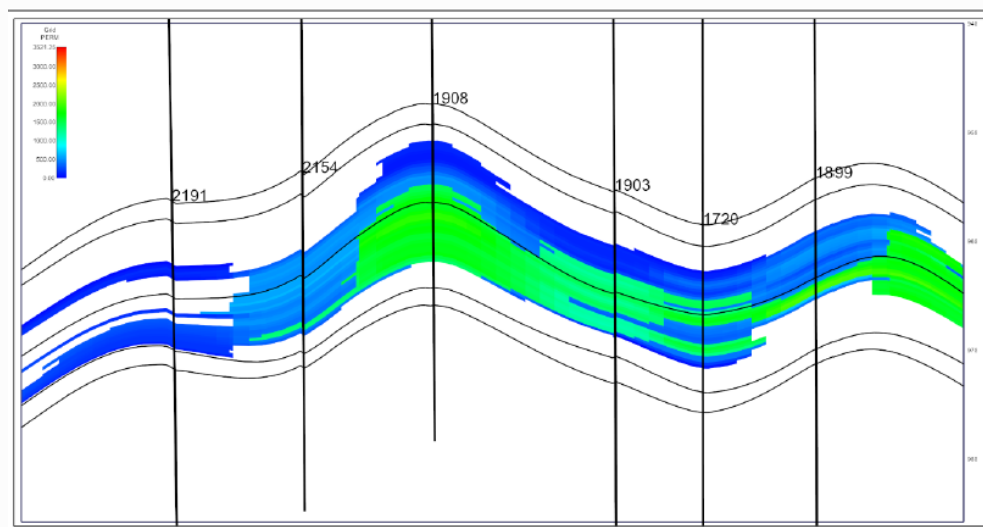


Рисунок 3 – Профиль по линии скважин по параметру проницаемости

Коллекторы II и III типов распространены в центральной части участка, к которому приурочены основные остаточные запасы. Значительная часть запасов в низкопроницаемых слоях и зонах остается не охваченной нагнетаемой водой. Участок находится на 4 стадии, от НИЗ отобрано 80%. Падение добычи нефти превышает 10%.



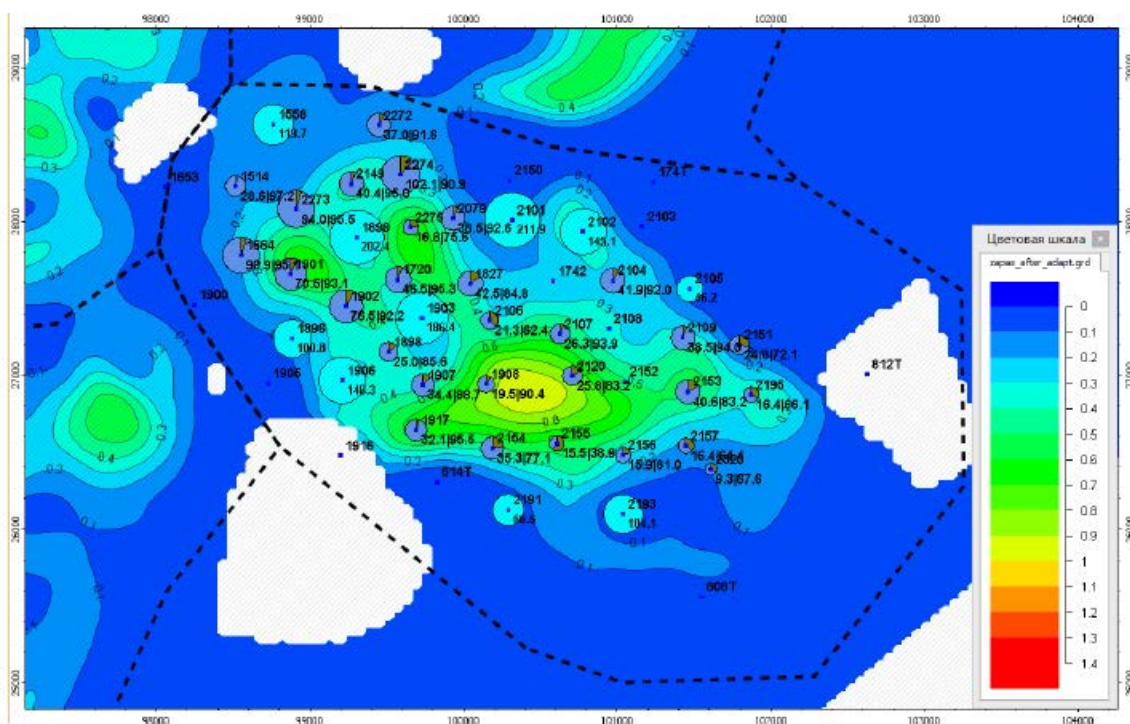


Рисунок 4 – Распределение текущих подвижных запасов по результатам гидродинамического моделирования

Для обеспечения максимального извлечения запасов и уменьшения количества попутно добываемой воды было принято решение об организации нестационарного заводнения с использованием гидродинамического моделирования. Подбор частоты смены циклов осуществлялся по формулам Сургучева. При подборе частоты смены циклов основными критериями являлись упругая характеристика пласта, а также положение фронта нагнетания для каждой нагнетательной скважины. По масштабированным картам запасов расстояния от нагнетательных рядов до зоны стягивания подвижных запасов нефти от 280 до 800 м, для большинства скважин продолжительность полуцикла была выбрана 33 дня. Однако при расчете с различными продолжительностями полуциклов на гидродинамической модели лучший результат был получен при организации нестационарной закачки с длиной полуцикла 20 дней. Учет в гидродинамической модели взаимовлияния скважин позволяет скорректировать режимы работы нагнетательных скважин так, чтобы колебание пластового давления составляло примерно 2 МПа.

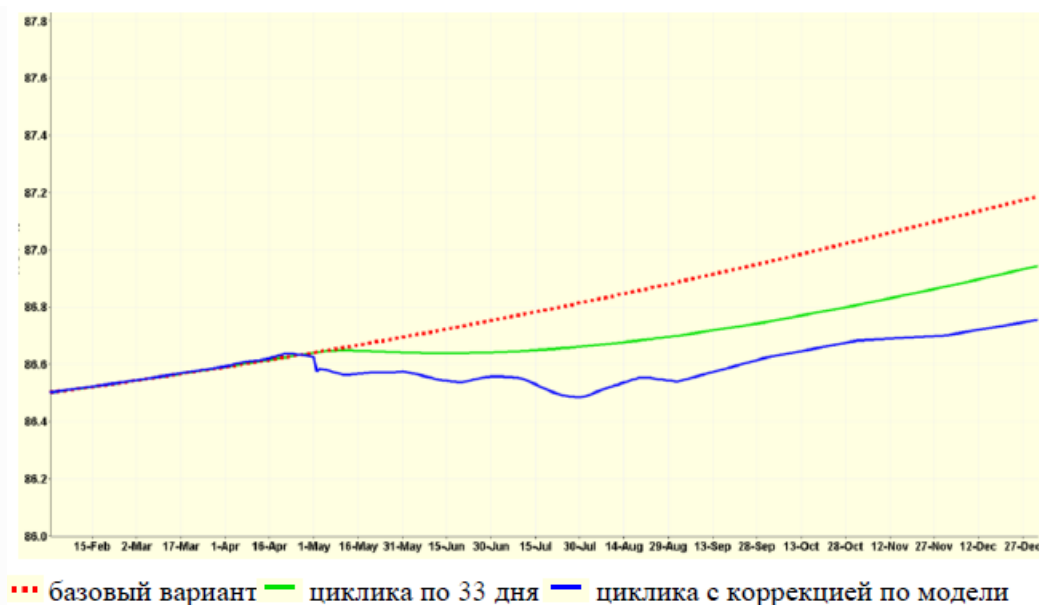


Рисунок 5 – Динамика обводненности для различных вариантов

Таким образом, мы можем видеть, что именно расчет с организацией циклической закачки с корректировкой данных при помощи гидродинамической модели дает наименьший прирост обводненности по скважинам при одинаковом уровне добычи.

Моделирование процессов разработки позволяет спрогнозировать эффект от применения нестационарного заводнения, определить оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин и избежать нежелательных явлений при внедрении нестационарного заводнения.

#### 1.4 Выбор критериев применимости нестационарного заводнения

Для определения области эффективного применения нестационарного заводнения были выделены две группы критериев применимости: геологические критерии и промыслово-технологические критерии. Среди геологических критериев выделяют: слоистую (проницаемую) неоднородность пласта, гидродинамическую связность прослоев, трещиноватость пластов, вязкость нефти, площадную неоднородность, упругость пластовой системы, текущую нефтенасыщенность на момент применения технологии. К промыслово-технологическим критериям относят: амплитуду и период высокочастотных колебаний давления, сочетание циклического заводнения с

методом перемены направлений фильтрационных потоков, сформированность системы разработки и систему размещения скважин.

Исследование влияния критериев применимости нестационарного заводнения на эффективность выработки запасов выполняется в несколько этапов: анализ геолого-физической характеристики рассматриваемого пласта; формирование набора гидродинамических моделей; проведение расчетов технологических показателей разработки при стационарном заводнении для рассматриваемого набора гидродинамических моделей; проведение расчетов технологических показателей при заданных параметрах технологии нестационарного заводнения для оценки влияния промыслово-технологических критериев применимости на эффективность метода; анализ результатов гидродинамического моделирования, включающий зависимости относительного прироста накопленной добычи от заданных геолого-физических свойств пласта и параметров технологии нестационарного заводнения [4].

Анализ геолого-физической характеристики пласта представляет собой оценку полноты геолого-промысловой информации об исследуемом объекте. Для создания гидродинамических моделей и проведения расчетов технологических показателей разработки используются данные: абсолютная отметка кровли пласта, абсолютная отметка водонефтяного контакта (ВНК), начальное пластовое давление, давление насыщения газом, коэффициент сжимаемости породы и другие. Система размещения скважин и расстояние между ними соответствует размещению и плотности сетки скважин, реализованной на рассматриваемом объекте.

На основании лабораторных исследований, а также успешного практического применения нестационарного воздействия на месторождениях, выделены основные критерии потенциально перспективных для данной технологии объектов:

1. Высокая микро-и макронеоднородность продуктивных пластов: высокая расчлененность (3-4 ед. и выше), зональная неоднородность (наличие зон снижения проницаемости или полного выклинивания коллектора), значительные

отличия ФЭС прослоев (различия пропластков по проницаемости в 4 и более раз);

2. Наличие гидродинамической связи между неоднородными прослоями и зонами пласта, что обеспечивает перетоки воды при изменении градиентов давления);

3. Залежь должна обладать достаточно высокой упругостью, за счет физических характеристик пластового флюида (высокая сжимаемость нефти, наличие выделившегося свободного газа в пласте);

4. На основании результатов практического применения наилучшие результаты при внутриконтурном заводнении, с расстоянием между линией нагнетания и зоной отборов не более 700 м;

5. Наличие подвижных остаточных извлекаемых запасов.

После выбора потенциально перспективного объекта на основании геолого-геофизических характеристик, необходимо определиться с технологией проведения циклического воздействия. Важнейшими технологическими параметрами нестационарного воздействия являются продолжительность полуцикла и амплитуда колебаний давлений [21].

Практическое применение метода нестационарного заводнения проводилось на карбонатных коллекторах залежи пласта А<sub>4</sub>. Продуктивный пласт А<sub>4</sub> представлен трещиноватыми карбонатами, залежь залегает на глубине 1100 м. Средняя проницаемость равна  $1,065 \text{ мкм}^2$ , начальная нефтенасыщенность – 90 %. Пластовое давление равно – 11,7 МПа, давление насыщения нефти газом – 5,6 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях равна – 1,3 МПа·с. Технология циклической закачки состояла из восьми циклов с периодом 3,0 – 3,5 мес. Максимальное давление нагнетания ограничивалось техническими возможностями установленного оборудования, минимальное – условиями механизированной добычи (пластовое должно было оставаться выше давления насыщения на 2,5 – 3,0 МПа). Давление в пласте изменялось от 11,7 до 8,2 – 9,5 МПа. Отбор жидкости из пласта в течение всего цикла оставался практически постоянным. На второй стадии цикла закачка воды в пласт

полностью прекращалась. За счет метода за период проведения эксперимента дополнительно добыто более 200 тыс. т нефти. Также отмечалась высокая эффективность циклического воздействия, выполненного на коллекторах трещиновато-порового типа [23].

#### **1.4.1 Выбор перспективных участков для применения нестационарного заводнения**

Алгоритм основан на использовании полученных комплексных критериев применимости нестационарного заводнения для схематизации двухслойного пласта в виде группы двухслойных пластов, расчете значения комплексного критерия для объекта в целом и построении карт распределения значений комплексного критерия применимости нестационарного заводнения [22]. Для применения алгоритма используют следующие данные: результаты непрерывной интерпретации геофизических исследований скважин, включающие коэффициент проницаемости или геологическую модель; вязкость нефти в пластовых условиях; вязкость воды в пластовых условиях; коэффициент сжимаемости нефти; максимальная относительная амплитуда закачки ( в целом по объекту, по кустам, по скважинам); схематизация продуктивных интервалов в виде совокупности двухслойных моделей; расчет оценок применимости по скважинам; построение карт распределения значений комплексного критерия применимости и расчет оценки применимости нестационарного заводнения для объекта в целом.

Данный алгоритм может применяться для обработки интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГИС) и для геологической модели объекта. В случае, когда используется геологическая модель объекта, расчеты проводятся для всего набора ячеек, размерность колонок –  $1 \times 1 \times N_z$ , где  $N_z$  – число слоев геологической модели.

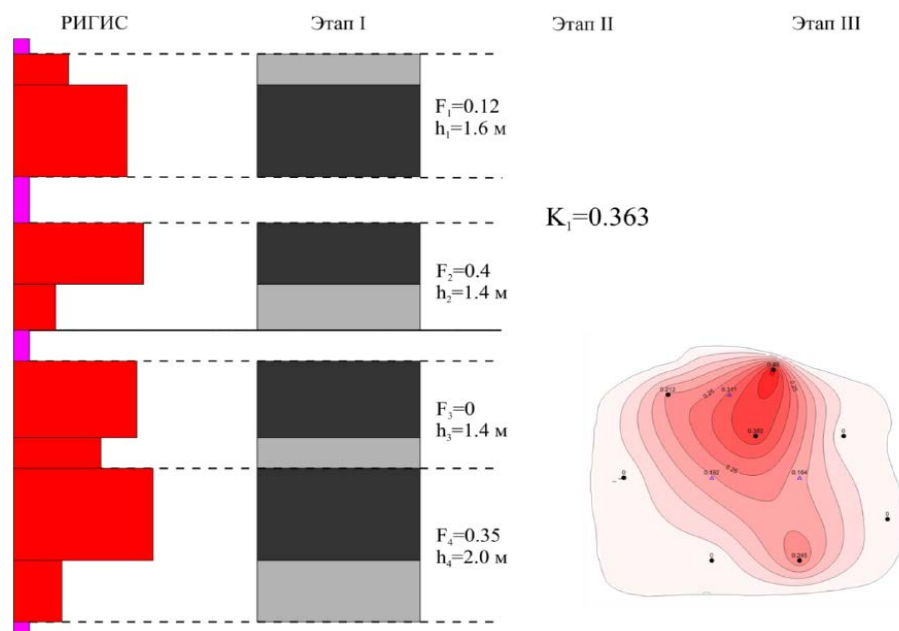


Рисунок 6 – Принципиальная схема работы алгоритма

Для оценки применимости нестационарного заводнения без проведения гидродинамического моделирования проводится схематизация продуктивных интервалов в виде двухслойных пластов [22]. Для этого определяется средняя проницаемость группы прослоев :

$$k_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (1)$$

где  $n$ – число прослоев в выделенной группе;

$k_i$ – проницаемость  $i$ -го прослоя;

$h_i$ –толщина  $i$ -го прослоя.

Все слои, проницаемость которых ниже  $k_{cp}$ , относятся к низкопроницаемому слою, у которых выше к высокопроницаемому.

Критерием группировки гидродинамически связанных прослоев является максимальное значение суммы произведений комплексного геолого-физического критерия применимости нестационарного заводнения на соответствующие им толщины по всему разрезу в каждой скважине :

$$\sum_{j=1}^J F_{Gj} \cdot H_j \rightarrow \max, \quad (2)$$

где  $F_{Gj}$  – значение комплексного геолого-физического критерия для  $j$ -ой группы прослоев;

$H_j$  – толщина  $j$ -ой группы прослоев;

$J$  – количество групп прослоев.

В результате такой группировки гидродинамически связанных прослоев пласт схематизируется в виде набора двухслойных пластов.

В качестве алгоритма, максимально учитывающего все возможные комбинации группировки прослоев, возможен метод последовательного полного перебора.

На следующем этапе для каждой скважины можно вычислить следующие показатели:

1. Средневзвешенный комплексный геолого-физический критерий по толщине:

$$K_1 = \frac{\sum_j F_{Gj} H_j}{\sum_j H_j}, \quad (3)$$

2. Суммарная эффективность нефтенасыщенная толщина пласта, эффективного применения нестационарного воздействия:

$$K_2 = \sum_j H_j, j: F_{Gj} > \alpha, \quad (4)$$

где  $\alpha$  – заданное значение комплексного критерия, выше которого применение нестационарного воздействия является эффективным.

3. Доля общей эффективной нефтенасыщенной толщины, благоприятная для нестационарного воздействия:

$$K_3 = \frac{\sum_j H_j}{\sum_{i=1}^J H_i}, j: F_{Gj} > \alpha \quad (5)$$

На заключительном этапе после обработки по вышеописанному алгоритму данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) или геологической модели строятся карты распределения указанных параметров [22].

Для оценки применимости нестационарного заводнения для объекта рассчитывается средневзвешенная по эффективной нефтенасыщенной толщине оценка комплексного критерия на основе рассчитанных оценок по скважинам.

Карта распределения комплексного геолого-физического критерия является самостоятельным результатом при выборе объектов или участков для внедрения нестационарного заводнения.

Выбор объектов или участков воздействия должен осуществляться с учетом возможной системы ППД, выработанности запасов нефти и количества нагнетательных скважин.

Однако, схематизация всех гидродинамически связанных прослоев в один пласт при низких значениях коэффициента вариации свойств, влияющих на эффективность нестационарного заводнения (соотношение проницаемостей и др.) может приводить к заниженным оценкам комплексного критерия применимости нестационарного заводнения. Такое пример иллюстрируется на рисунке 6 (3-ий интервал).



## **2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

### **2.1 Типы гидродинамических моделей**

Численное моделирование продуктивных пластов в отечественной практике проектирования разработки стали применять в конце XX века. На сегодняшний день моделирование используется при составлении проектных технологических документов на разработку месторождений углеводородного сырья, с целью анализа разработки, планирования геолого-технических мероприятий, мониторинга за разработкой и т.п. Моделируются залежи различных по составу флюидов, разнообразные механизмы извлечения углеводородов. Система взаимосвязанных количественных представлений о разработке месторождения-есть модель, которая состоит из модели пласта и модели процесса разработки месторождения.

До перехода на современный этап моделирования проектные показатели разработки месторождения обосновывались с применением инженерных методик, в которых использовались закономерности, устанавливаемые из обобщения опыта разработки. Эти модели можно называть аналитическими (экстраполяционными). К ним относятся так называемые «нольмерные» и «одномерные» модели.

Нольмерные модели основаны на методе материального баланса, характеристиках вытеснения (характеристики Камбарова Г.С., Назарова С.Н., Лысенко В.Д.), методах кривых падения дебита и падения давлений (для газовых залежей).

Основное достоинство применения нольмерных моделей-это простота использования, поскольку для проведения прогноза требуется минимальное количество входных данных. Однако, данный метод применим только для интегральных, грубых оценок процесса разработки при сложившихся условиях и поэтому для решения задач, связанных с оптимизацией существующих систем, в том числе и бурения новых скважин, оценки распределения запасов по разрезу и площади, прогноза входных дебитов скважин, является непригодным.

Более сложными являются одномерные модели, которые помимо промысловой информации по добыче нефти и жидкости, используют еще и обобщенную геолого-физическую характеристику моделирующего объекта. Самыми известными одномерными моделями являются модель Бакли-Лeverетта для однородного пласта, а также несколько разновидностей моделей слоистого пласта (Стайлса, Дикстра-Парсонса и др.). Применение одномерных моделей для прогнозирования процесса разработки ограничено теми же причинами.

Двухмерные модели фактически представляют собой программную реализацию набора двухмерных карт и ориентированы, прежде всего, на подсчет начальных геологических запасов углеводородов. Эти модели не отображают имеющиеся геофизические исследования в скважинах, так как при интерполяции используются средние значения различных параметров по пластам. Такие модели редко оказываются реалистичными, особенно в случае сложного геологического строения залежи. Двухмерное моделирование не позволяет ни воспроизвести, ни учесть при построении пространственное распределение различных типов пород.

Трехмерные модели лишены вышеуказанных недостатков. Они являются более сложными при построении и более затратными по времени. При соответствующем выборе размерности сетки трехмерные модели могут полностью воспроизвести наблюдения, которые были сделаны в скважинах (керновые исследования и ГИС). Наличие в трехмерной модели вертикальной дифференциации позволяет строить физические поля начальных насыщенностей, совпадающие с результатами интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГИС). При этом учитывается наличие переходной зоны и воспроизводится реальное распределение насыщенностей по глубине и площади залежи, эффект «капиллярной» пропитки. При трехмерном моделировании стало возможным строить пространственные распределения литологических типов пород, основываясь не на абстрактных математических процедурах интерполяции, а работая с реальными геологическими телами: линзами, руслами, клиноформами.

Переход на 3D-моделирование позволил на визуальном уровне воспроизводить динамику технологических показателей разработки по отдельным скважинам, проследить изменение текущей структуры запасов по разрезу и площади пласта, обосновывать проектные решения по системам разработки и адресно планировать геолого-технические мероприятия (ГТМ) [9].

При моделировании должны соблюдаться следующие условия: моделируемая среда должна быть пористой; моделирующая среда должна быть проницаемой. Схема модели месторождения, состоящей из моделей отдельных пластов приведена на рисунке 7.

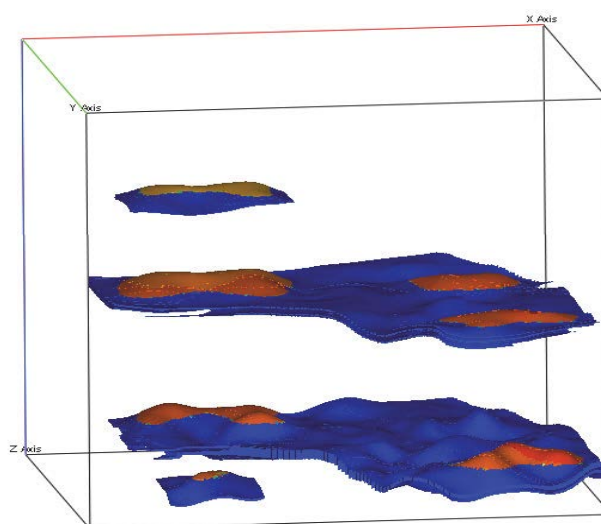


Рисунок 7 – Схематичное изображение модели многопластового месторождения.

Метод материального баланса является основной составляющей любой программы по контролю за заводнением продуктивных пластов. Моделирование есть не что иное, как контроль потока в каждом элементе с помощью материального баланса и закона Дарси. При выводе уравнения материального баланса рассматривается однородный пласт с неизменными свойствами породы и флюидов. Баланс обеспечивается путем учета всех масс флюида, втекающего и вытекающего за определенный период времени. Схематично материальный баланс представлен на рисунке 8.

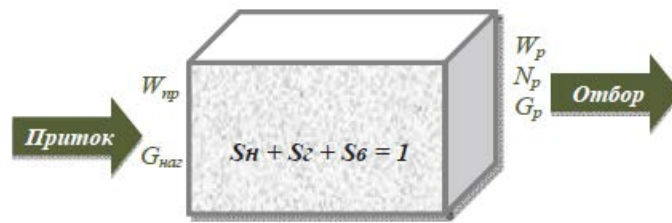


Рисунок 8 – Схема материального баланса ( $W_{пр}$ -объем флюидов, поступающих в продуктивный пласт из пластовых систем;  $G_{наг}$ -объем флюидов, закачиваемых в пласт через нагнетательные скважины;  $W_p, N_p, G_p$ -суммарная добыча воды, нефти и газа)

Уравнение материального баланса:

$$Np[Bt + Bg(Rp - Rsi)] + Wp = N \left[ (Bt - Bti) + \frac{Bti}{1 - Swi} \times (Cf + SwCw)\Delta p + \frac{mBti}{Bg_i}(Bg - Bgi) \right] + We + Wi + GiBg, \quad (6)$$

где  $N$  – запасы нефти;

$Np$  – накопленная добыча нефти;

$Wp$  – накопленная добыча воды;

$Wi$  – накопленная закачка воды;

$We$  – приток воды из-за контура;

$Bt$  – объемный коэффициент нефти с растворенным газом;

$Bti$  – объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении;

$Bg$  – коэффициент пластового объема газа;

$Bgi$  – объемный коэффициент газа при начальном пластовом давлении;

$m$  – соотношение начальных объемов газовой шапки и нефти;

$Rp$  – накопленное газосодержание;

$Rs$  – содержание растворенного газа в нефти;

$Sw$  – текущая водонасыщенность;

$Swi$  – начальная водонасыщенность;

$Cw$  и  $Cf$  – сжимаемость воды и породы;

$\Delta p$  – изменение давления от начального пластового;

$Gi$  – суммарное количество нагнетаемого газа.

Уравнение материального баланса позволяет оценить запасы углеводородов, объемы воды, поступающей из законтурной области, и режимы разработки месторождений.

В качестве примера рассмотрим одно из месторождений Томской области, на котором сформирована система поддержания пластового давления – пластовое давление поддерживается выше давления насыщения. На месторождении выделяют три основных типа разрезов: относительно тонкий по мощности песчаный пласт, два пласта разделены глинистой перемычкой, мощный песчаный пласт с непроницаемыми пропластками. Сформирована трехрядная схема заводнения (три ряда добывающих скважин и один ряд нагнетательных). В работе предлагалось оценить с помощью уравнения материального баланса распределение добываемых и закачиваемых объемов жидкости. Для анализа был выбран блок в той части месторождения, где скважины вскрывают только один пласт. При анализе уравнения основной исходной информацией являются данные по накопленной добыче жидкости и закачке воды.

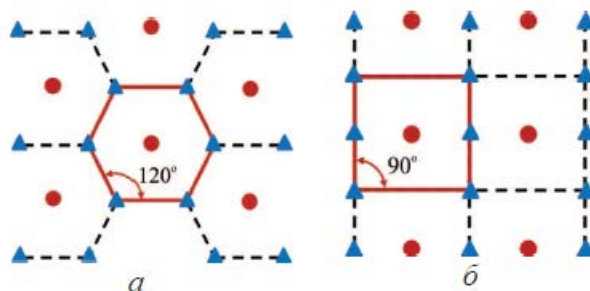


Рисунок 9 – Оценка распределения флюидов по блокам, основанная на углах притока. Схема размещения скважин: а) семиточечная; б) девятиточечная

Согласно рисунку 9 (а) угловые скважины нагнетают в выбранный элемент (ограниченный красной линией) только  $120/360=1/3$  от общего объема закачки, тогда как для ситуации б доля закачиваемого объема составляет  $90/360=1/4$ . Коэффициент, рассчитываемый на основе угла притока, называется геометрическим коэффициентом участия и обозначается как WAF (well allocation factor). Данный подход, использующий угол притока для

распределения объемов жидкости по блокам, подходит для геологически однородных пластов, для симметрично расставленных скважин, которые работают с одинаковыми дебитами при одинаковых забойных давлениях. Для учета изменения геометрического коэффициента, были введены дополнительные переменные. Используя только одно уравнение – уравнение материального баланса, была определена месячная накопленная добыча, рассчитаны коэффициенты распределения объемов добычи и закачки воды по блокам [26].

## 2.2 Анализ применения трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений

Компьютерное моделирование можно разделить на геологическое моделирование – построение подробной геологической модели месторождения и гидродинамическое моделирование – построение адресной постоянно – действующей модели месторождения, на основе математических уравнений фильтрации, описывающих физические явления процессов, протекающих в пласте. Основные цели создания постоянно – действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) приведены на рисунке 10.

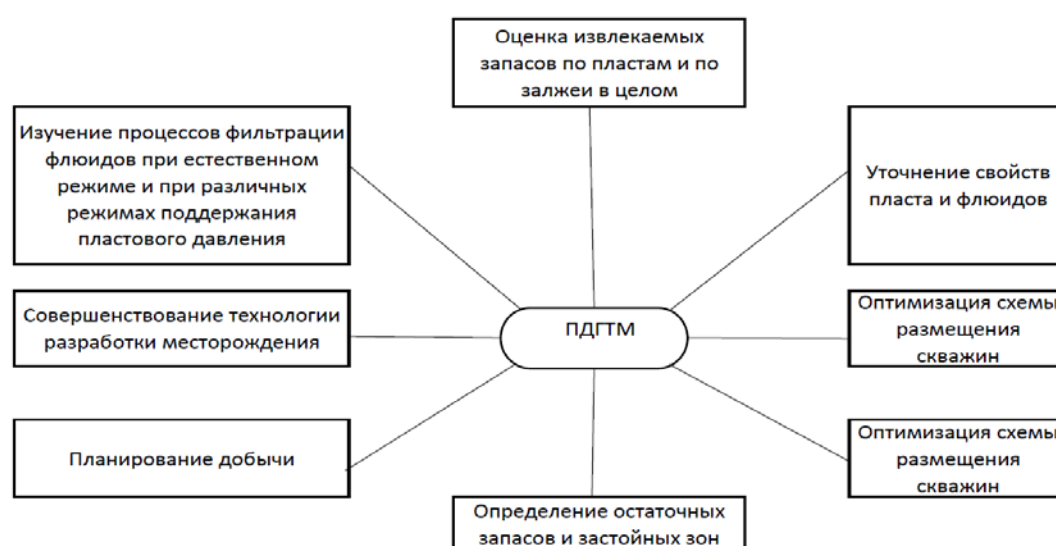


Рисунок 10 – Цели создания постоянно – действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ)

Для эффективного использования постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений, разработаны схема их создания и определены задачи, решаемые на каждом этапе моделирования рисунке 11.

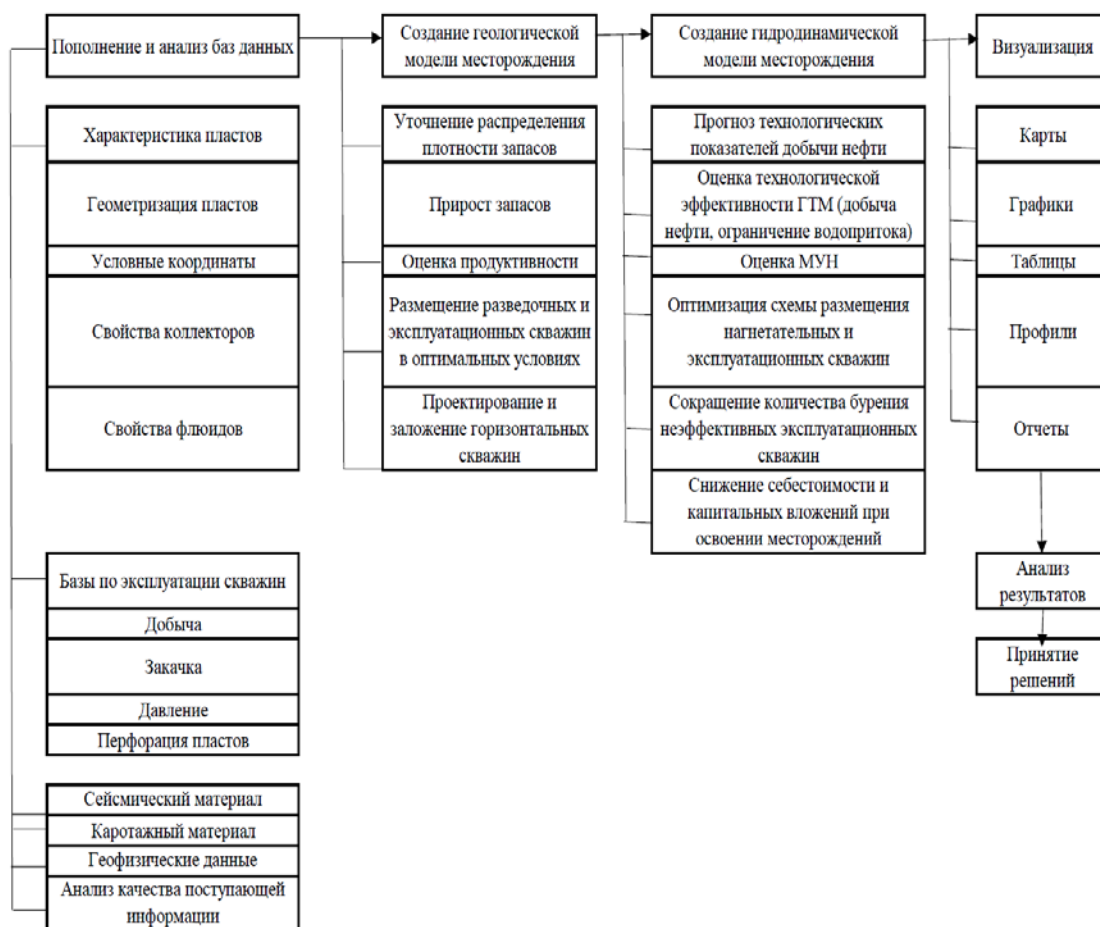


Рисунок 11 – Схема создания и область применения компьютерных моделей месторождений

На этапе подготовки производят сбор, хранение и проверку достоверности исходной информации (оцифровывается весь фонд скважин, проводится переинтерпретация геолого-геофизических исследований скважин, анализ и систематизация петрофизических данных).

Кроме того, уже на этом этапе осуществляется подготовка и импорт скважинных данных в программное обеспечение, результаты обработки данных инклинометрии, геофизические кривые, результаты интерпретации геофизических кривых, результаты корреляции пластов.

Основу структурного моделирования составляют сейсмические поверхности, полученные в результате интерпретации 2D и 3D сеймики, геологической корреляции. Результатом структурного моделирования являются поверхности кровли и подошвы продуктивных горизонтов.

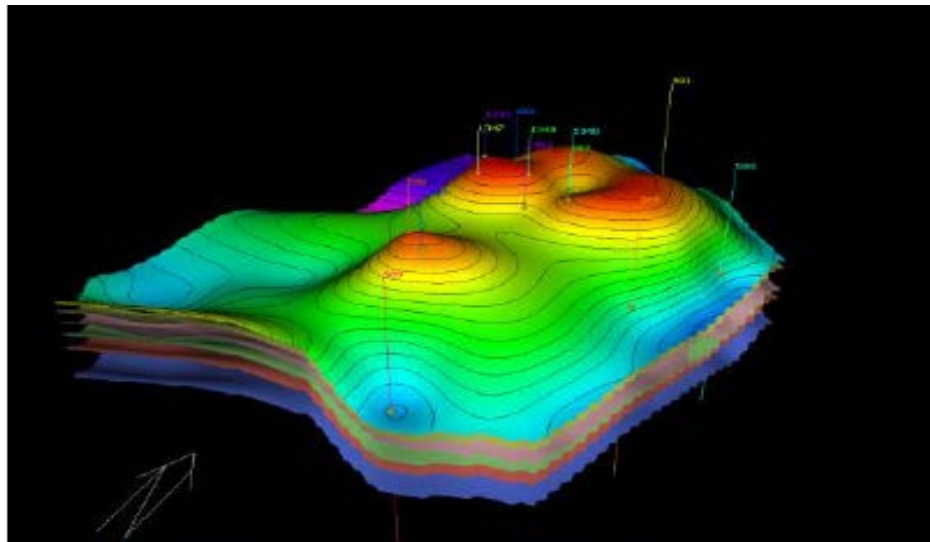


Рисунок 12 – Структурное моделирование

Далее моделирование проводится на трехмерной сетке, описывающей объем месторождения. Организация слоев сетки отражает тектонические имеющиеся на месторождении.

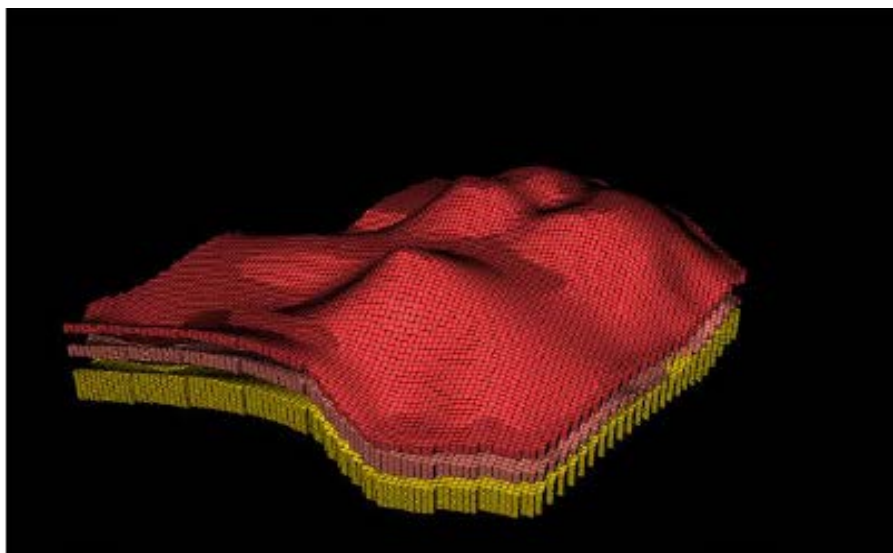


Рисунок 13 – Создание основы для геологического моделирования (3D сетки)

Цель этапа литологического моделирования – получение представления о пространственном распространении пород.



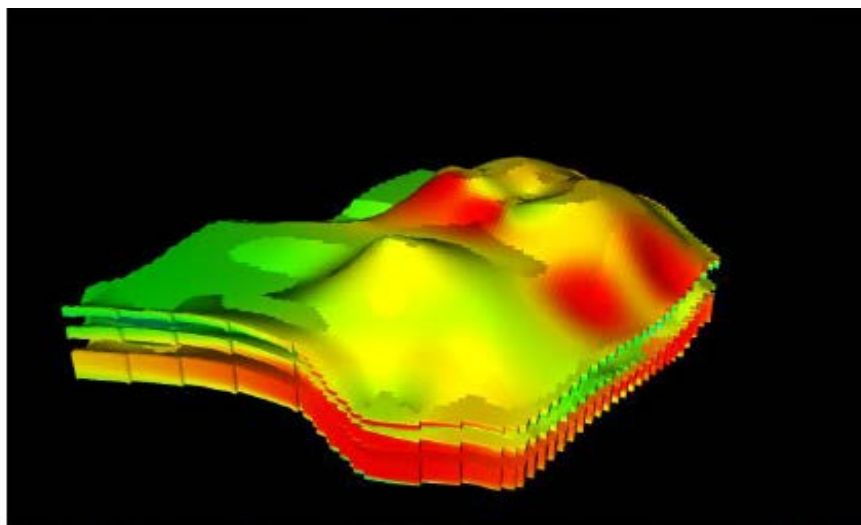


Рисунок 14 – Литологическое моделирование

Основываясь на результаты литологического моделирования, проводится моделирование пространственного распределения коллекторских свойств и насыщения.

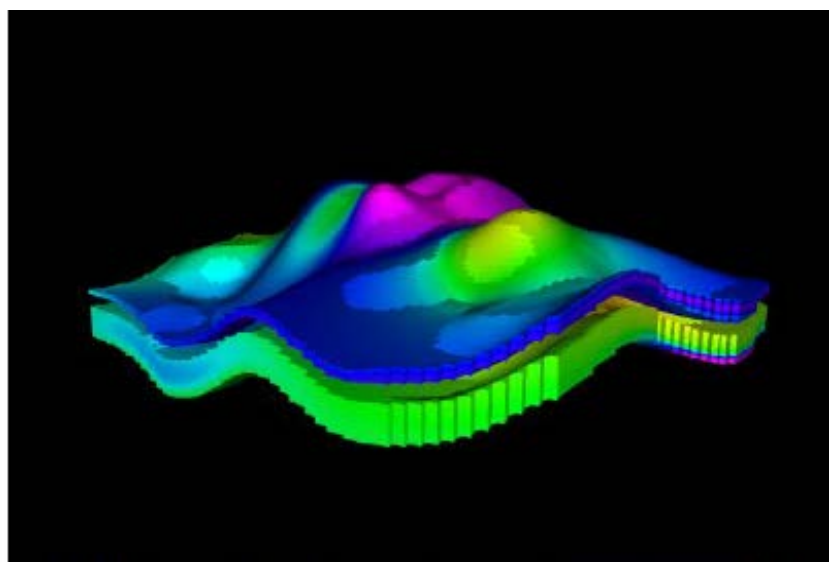


Рисунок 15 – Петрофизическое моделирование

Основу построения параметра нефтенасыщенности составляют данные, полученные из геолого-геофизических зависимостей, а также обоснование плоскости водонефтяного контакта (ВНК). Результатом является трехмерное распределение нефтенасыщенности.

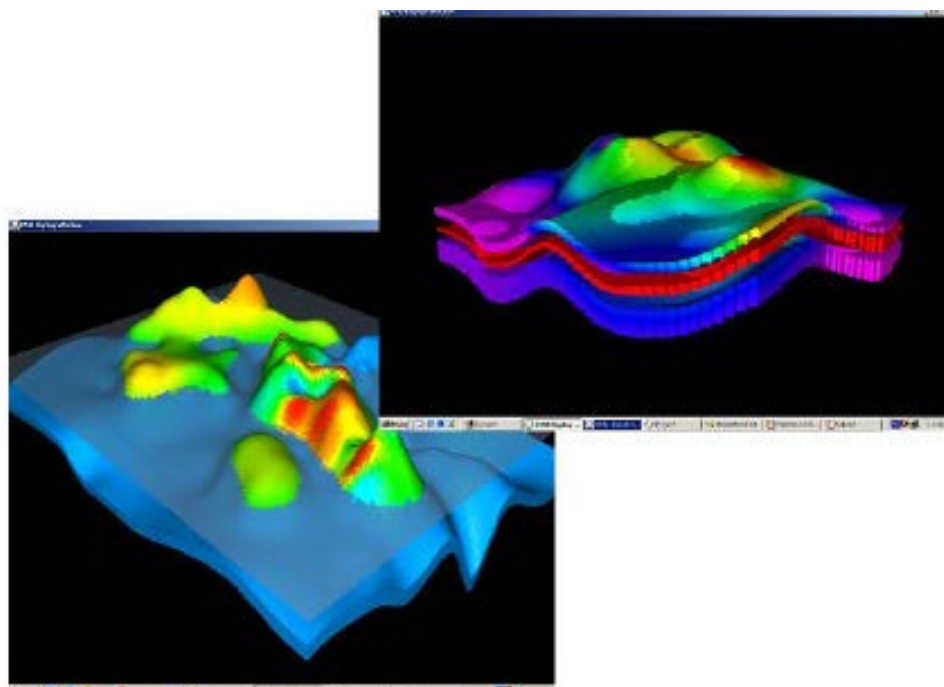


Рисунок 16 – Создание трехмерной модели нефтенасыщенности

И, наконец, проводят этап гидродинамического моделирования, цель которого состоит в детальном подсчете начальных балансовых запасов, локализации остаточных запасов в разрабатываемых залежах, обосновании коэффициента извлечения нефти и проектировании разработки. При построении трехмерных трехфазных гидродинамических моделей проводится адаптация по истории разработки с высокой точностью (рисунок 17).

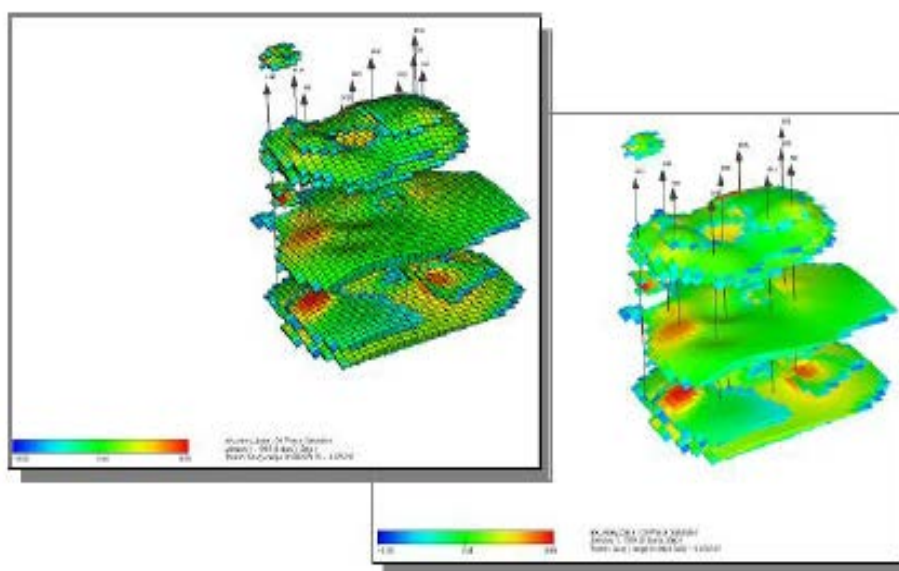


Рисунок 17 – Создание гидродинамической модели

Моделирование ориентировано изначально на залежи нефти в мощных пластах песчаников, значительных по площади простирающихся, разбуренных плотной сеткой скважин. Благодаря уникальной комбинации средств гидродинамического и геологического моделирования, мониторинга скважин и измерения многофазных потоков, есть возможность решать вопросы в области управления разработкой.

Применение подробных геологических и гидродинамических моделей позволит на стадиях геологического и гидродинамического моделирования решить следующие вопросы:

- подбор интервалов перфорации;
- количество и оптимальное размещение скважин для бурения;
- определить эффективность применяемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН);
- назначить оптимальные режимы работы скважин;
- выбрать правильную систему разработок.

Например, практическое применение постоянно – действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) на Кальчинском месторождении позволило выявить недостатки системы разработки и определить перспективные зоны концентрации остаточных запасов нефти. Анализ результатов гидродинамического моделирования Кальчинского месторождения и прогнозных вариантов геолого-технических мероприятий (ГТМ) с измененными режимами работы скважин привели к выводам по оптимизации системы заводнения. В результате получен фактический прирост нефти 74 тыс.т, или 11,4 % накопленной по указанному участку добычи за тот же период [24].

### **2.3 Обоснование оптимального времени полуцикла**

Известно, что последовательное включение и выключение нагнетательных скважин приводит к возникновению перепадов давления между слоями с разной пьезопроводностью, что в свою очередь приводит к частичному обмену фазами-перемещению и удержанию воды в малопроницаемой и нефти- в

высокопроницаемой зоне. Следовательно, оптимальное время полуцикла нагнетательной скважины не должно превышать временного интервала существования перепада давления между слоями.

Продолжительность полуцикла представляет собой время работы нагнетательного фонда скважин при остановленном добывающем фонде и наоборот, время работы добывающего фонда скважин при остановленном нагнетательном фонде. На основании результатов практического применения нестационарного воздействия, для определения оптимального времени полуцикла :

$$T = \frac{l^2 \cdot m \cdot C \cdot \mu}{2k}, \quad (7)$$

где  $T$  – длительность полуцикла нестационарного воздействия [сут];

$l$  – среднее расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами [м];

$m$  – пористость [%];

$C$  – коэффициент сжимаемости породы и жидкости [атм<sup>-1</sup>];

$\mu$  – вязкость нефти [мПа\*с];

$k$  – проницаемость [мкм<sup>2</sup>];

В большинстве случаев, среднее значение продолжительности полуциклов на реализованных проектах колеблется в пределах от 10 до 20 суток [11].

В практике разработки месторождений нагнетательные скважины разрезающих рядов осваиваются под закачку через одну, а из промежуточных форсировано отбирается нефть. После перевода под нагнетание скважины, временно эксплуатировавшийся на нефть, из-за разной продолжительности работы ее с ранее переведенной под закачку ближайшей скважины фронт заводнения в этих зонах неодинаков [3].

Уменьшение степени неравномерности закачки на этой стадии осуществляется путем: изменения режимов работы нагнетательных скважин по принципу не ближе чем через одну; увеличения продолжительности полуцикла закачки в сравнении с полуциклом остановки для скважин, позднее

переведенных под закачку; остановка скважин, накопленные объемы закачки в которых больше, и постоянной закачки в скважины с малыми накопленными объемами, приходящимися на метр нефтенасыщенной толщины [5].

Исходя из теоретического описания физических процессов, происходящих в пласте при нестационарном воздействии, увеличение амплитуды колебания давлений приводит к увеличению значений градиентов давления, что в свою очередь повышает интенсивность перетоков между неоднородными зонами и прослоями. В связи с этим, при выборе амплитуды колебаний давлений стоит руководствоваться техническими характеристиками промышленного оборудования. Однако важной особенностью технологии является то, что циклы не должны оставаться постоянными и каждый последующий цикл должен отличаться по интенсивности от предыдущего.

В июне 2015 года было принято решение провести опытно-промысловые испытания по нестационарному заводнению с длительностью полуциклов и учетом эффективной проницаемости. Для этого был выбран участок Суторминского месторождения, пласт БС<sub>7</sub>. Длительность полуциклов согласно расчетам составила 30 суток. Была выбрана перекрестная схема реализации нестационарного заводнения: в первый месяц с увеличенной проемистостью работали скважины первого полуцикла, скважины второго полуцикла останавливались, следующий месяц – наоборот. С июня по сентябрь 2015 года были проведены два полных цикла. Дополнительная добыча нефти составила 1,3 тыс.т., объем попутно добываемой жидкости сократился на 1,6 тыс.т.

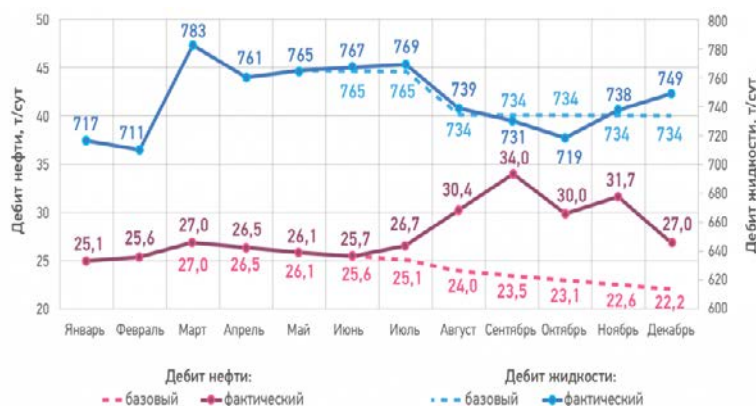


Рисунок 18 – Динамика показателей разработки

На рисунке видно, что фактический дебит нефти значительно превысил базовый.

После успешно проведенного испытания, длительность полуциклов нестационарного заводнения на большинстве участков была пересмотрена. Продолжительность полуциклов в 2016 году составила 15, 30 и 45 суток в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Так, на Муравленском месторождении длительность полуциклов была увеличена от 15 до 30 суток. Схема реализации была изменена с классической на блочно-угловую. При этом дополнительная добыча нефти увеличилась в 2,6 раза, объем попутно добываемой жидкости сократился в 5,2 раза.

На Романовском месторождении ранее нестационарное заводнение проводилось с длительностью полуциклов остановки и работы скважин соответственно 15 и 45 суток из-за существенного влияния объемов закачки на добычу жидкости. В 2016 году длительность остановки была увеличена до 1 месяца. В результате не только возросла дополнительная добыча, но и значительно снизилась обводненность ряда скважин.

## **2.4 Оценка времени на трехмерных гидродинамических моделях**

Основная сложность использования уравнения 7 заключается в том, что реальные объекты разработки достаточно неоднородны по строению и насыщенности, и определение параметра пьезопроводности из уравнения является затруднительным.

На практике для определения параметра пьезопроводности используют метод гидродинамического прослушивания скважин. Гидропрослушивание-это метод изучения свойств и строения пластов по результатам интерференции скважин [9].

В случае нестационарного заводнения возмущающей скважиной является нагнетательная скважина, а реагирующей скважиной-добывающая скважина. После единичного возмущения- остановки или запуска в работу нагнетательной

скважины, на реагирующей добывающей скважине регистрируют изменение пластового давления-кривая реагирования.

Существуют следующие способы обработки кривых реагирования: графоаналитические методы (способ касательной); методы характерных точек (по экстремуму кривой); методы эталонных кривых; аналитические методы. Два последних метода являются наиболее точными, но в то же время достаточно трудоемкими и требуют использование специального программного обеспечения. При обработке кривых гидропрослушивания способом касательной (рисунок 17) коэффициент пьезопроводности определяют по приращению давления в реагирующей скважине  $\Delta P_k$ , соответствующему времени  $t_k$ , когда темп изменения давления начал уменьшаться и кривая имеет видимый изгиб.

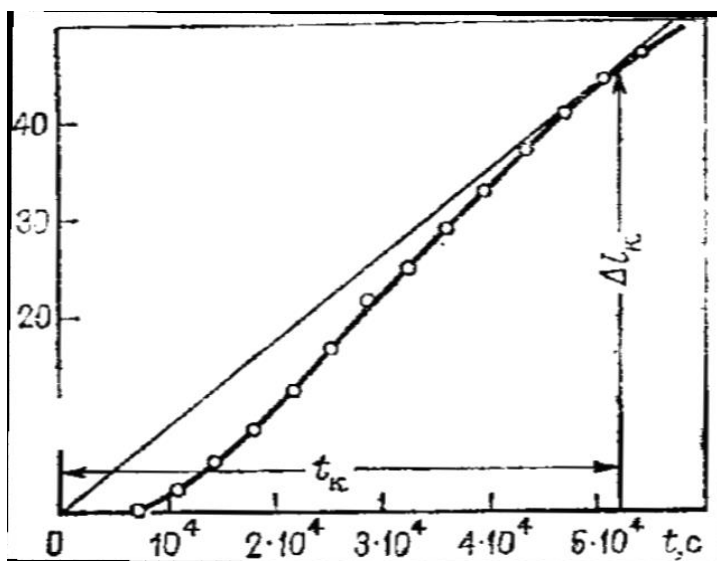


Рисунок 19 – Кривая гидропрослушивания с точкой перегиба

Начало координат по оси абсцисс совпадает с моментом создания импульса в возмущающей скважине. Однако по методу касательной не всегда удастся обработать кривую гидропрослушивания, так как кривая  $\Delta P_k$  может не иметь видимого перегиба. С математической точки зрения точкой перегиба является точка экстремума  $\Delta P_k / \Delta t$ , которая так же удовлетворяет условию  $\Delta P_k^2 / \Delta t^2 = 0$ .

## 2.5 Оценка времени полуцикла с учетом взаимовлияния скважин

Как правило, на одну нагнетательную скважину приходится несколько добывающих и время реакции на каждую может отличаться. В таком случае возникает вопрос, как определить время полуцикла для нагнетательной скважины, на которую реагируют несколько добывающих.

Самым простым способом является получение среднеарифметического от времен полуцикла реагирующих добывающих скважин.

$$t_i = \frac{\sum_1^p t_{pi}}{p}, \quad (8)$$

где  $t_i$ -осредненное время полуцикла  $i$ -ой нагнетательной скважины;

$t_{pi}$ -оптимальное время полуцикла  $i$ -ой нагнетательной скважины для  $p$ -ой добывающей скважины;

$P$ -количество реагирующих добывающих скважин.

Однако каждая добывающая скважина характеризуется своим дебитом нефти жидкости, геолого-физическими и фильтрационно-емкостными свойствами пласта, техническими и технологическими возможностями, а значит и перспективностью применения нестационарного заводнения. Для максимизации эффективности необходимо циклическое воздействие акцентировать на такие участки объекта разработки, на которых перспективность применения циклического воздействия выше.

С точки зрения перспективности применения нестационарного заводнения, предлагается для определения времени полуцикла использовать средневзвешенное от времен полуцикла реагирующих добывающих скважин.

$$t_i = \frac{\sum_0^p F_p t_{pi}}{\sum_0^p F_p}, \quad (9)$$

где  $t_i$ -осредненное время полуцикла  $i$ -ой нагнетательной скважины;

$F_p$  – величина параметра  $F$  для  $p$ -ой реагирующей добывающей скважины;

$t_{pi}$ -оптимальное время полуцикла  $i$ -ой нагнетательной скважины для  $p$ -ой добывающей скважины;



*P*-количество реагирующих добывающих скважин.

В качестве примера применения данного подхода рассмотрим случай, когда на одну нагнетательную скважину приходится четыре добывающих. Модель представляет собой двухслойный нефтенасыщенный пласт. Проницаемость верхнего слоя составляет 6 мД, проницаемость нижнего слоя варьируется от 40 до 220 мД .

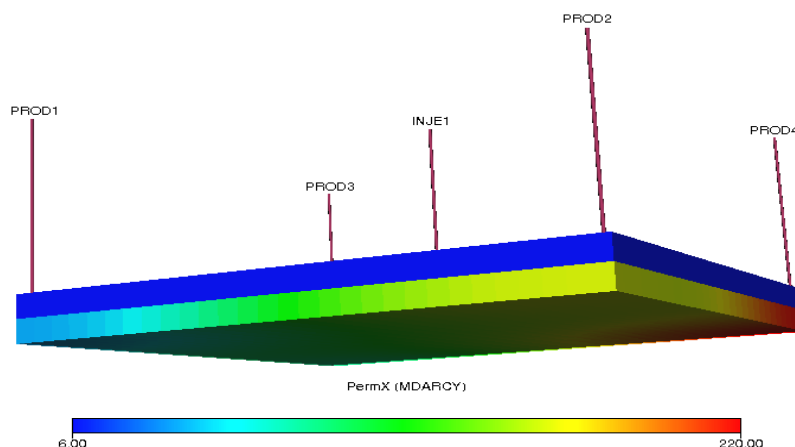


Рисунок 20 – Вариант с четырьмя добывающими скважинами

На модели приведено гидропрослушивание нагнетательной скважины (рисунок 19) и определено время реакции каждой добывающей скважины. В первом варианте нестационарного заводнения величина времени полуцикла для нагнетательной скважины определялось как среднеарифметическое времен реакции всех реагирующих добывающих скважин. Во втором варианте нестационарного заводнения величина времени полуцикла определялось как средневзвешенное по параметру  $F$ .

Таблица 1 – Определение времени полуцикла

Скважина		F	Время полуцикла, сут.			
нагн.	доб.		скв.	ср.арифм.	ср.взвеш.	$\Delta$
INJE1	PROD1	0,11	65	39	31	8
	PROD2	0,53	25			
	PROD3	0,45	45			
	PROD4	0,68	20			

Оба варианта нестационарного заводнения показали более высокую эффективность по сравнению с вариантом стационарного заводнения, однако вариант циклической закачки (расчет по средневзвешенному) имеет наибольшую эффективность, так как акцент воздействия проводился на более перспективные участки и скважины [22].

## **2.6 Анализ методики выбора участков для применения нестационарного заводнения**

Для анализа эффективности нестационарного заводнения выделены следующие параметры:

1. Доля текущих извлекаемых запасов нефти  $K_{тиз}$  (как аналог остаточной нефтенасыщенности пласта);
2. Толщинная проницаемостная неоднородность пласта  $K_{тпн}$ ;
3. Относительная гидропроводность пласта  $K_{кн}$ ;
4. Литологическая связность пропластков по площади  $K_{лит.св}$ ;
5. Гидродинамическая связность пропластков по разрезу  $K_{гд.св}$ ;
6. Компенсация отборов закачкой  $K_{комп}$ .

Рассмотрим порядок расчета значений влияющих параметров и проанализируем полученные величины с эффективностью нестационарного заводнения для каждого случая.

Доля текущих извлекаемых запасов найдена как значение, обратное отбору от начальных извлекаемых запасов:

$$K_{тиз} = 1 - \frac{Q_H^{НАК}}{Q_{НГЗ} \cdot KИИ_{УТВ}}, \quad (10)$$

где  $Q_H^{НАК}$  – накопленная добыча нефти по участку на дату проведения НЗ;

$Q_{НГЗ}$  – начальные геологические запасы нефти по участку;

$KИИ_{УТВ}$  – утвержденный коэффициент извлечения нефти по объекту.

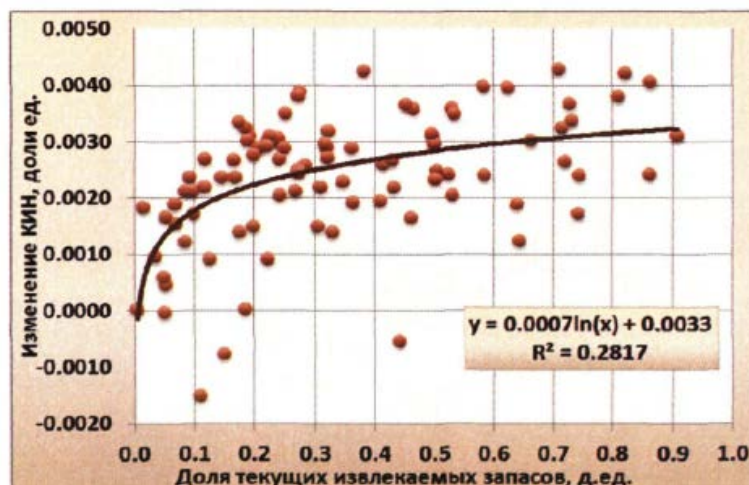


Рисунок 21 – Распределение изменения КИН от доли текущих извлекаемых запасов нефти

Значения толщинно-проницаемостной неоднородности по участкам определяются по формуле:

$$K_{ТПН} = \left( \frac{K_{ВП} \cdot H_{ВП}}{K_{СР} \cdot H_{СР}} - 1 \right) \cdot \left( 1 - \frac{K_{НП} \cdot H_{НП}}{K_{СР} \cdot H_{СР}} \right), \quad (11)$$

где  $K_{ВП}$  – средняя проницаемость высокопроницаемых пропластков;

$H_{ВП}$  – суммарная мощность высокопроницаемых пропластков;

$K_{НП}$  – средняя проницаемость низкопроницаемых пропластков;

$H_{НП}$  – суммарная мощность низкопроницаемых пропластков;

$K_{СР}$  – среднее значение проницаемости разнопроницаемых пропластков;

$H_{СР}$  – среднее значение мощности разнопроницаемых пропластков.

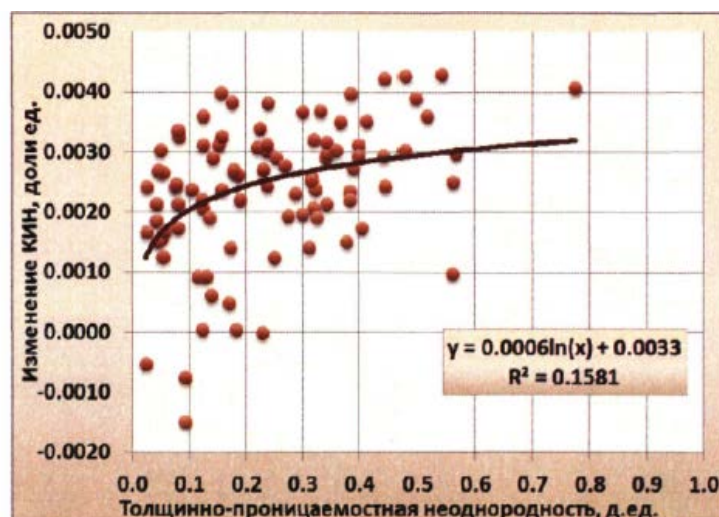


Рисунок 22 – Распределение изменения КИН от толщинно – проницаемостной неоднородности

Величина компенсации отборов закачкой определяется по формуле:

$$K_{КОМП} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{ЗАК}}{(Q_{Ж} - Q_{Н}) + \frac{Q_{Н} \cdot \beta_{Н}}{\rho_{Н}}}, \quad (12)$$

где  $Q_{ЗАК}$  – объем закачанной в пласт воды;

$Q_{Ж}$  – накопленная добыча жидкости;

$Q_{Н}$  – накопленная добыча нефти;

$\beta_{Н}$  – объемный коэффициент нефти;

$\rho_{Н}$  – плотность нефти в поверхностных условиях.

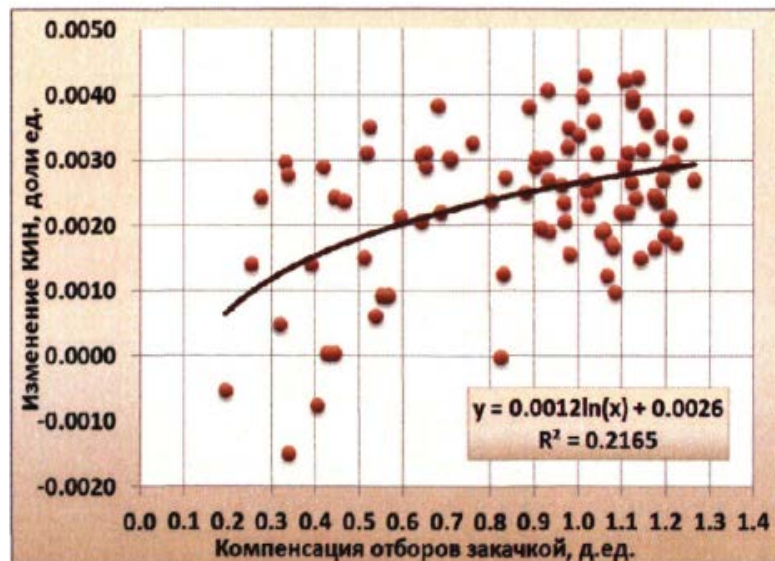


Рисунок 23 – Распределение изменения КИН от компенсации отборов закачкой

Гидродинамическая связность пласта по разрезу рассчитывается как отношение среднего значения расчлененности пласта к максимальному значению средней расчлененности:

$$K_{ГД.СВ.} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n K_{РАСЧЛ}}{n \cdot K_{РАСЧЛ}^{МАКС}}, \quad (13)$$

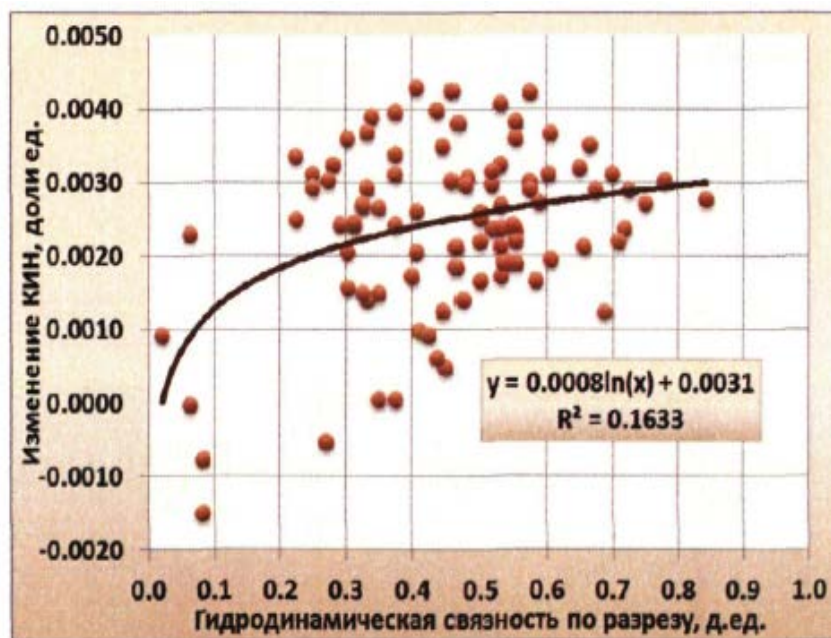


Рисунок 24 – Распределение изменения КИН от гидродинамической связности пласта по разрезу

Литологическая связность пропластков по площади рассчитывается как среднее значение песчанистости на конкретном участке:

$$K_{\text{лит.св.}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{песч}}}{n}, \quad (14)$$

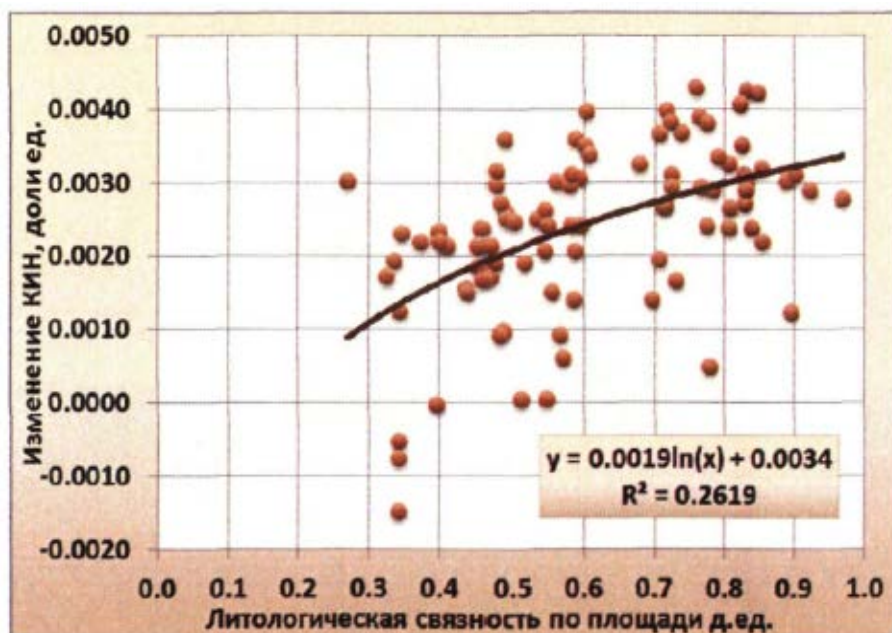


Рисунок 25 – Распределение изменения КИН от литологической связности пропластков по площади



Среднеарифметическое значение:

$$K_{НЗ}^{CP.APHOM} = (K_{ТИЗ} + K_{КН} + K_{КОМП} + K_{Т-П.Н.} + K_{ГД.СВ} + K_{ЛИТ.СВ}) / 6, \quad (15)$$

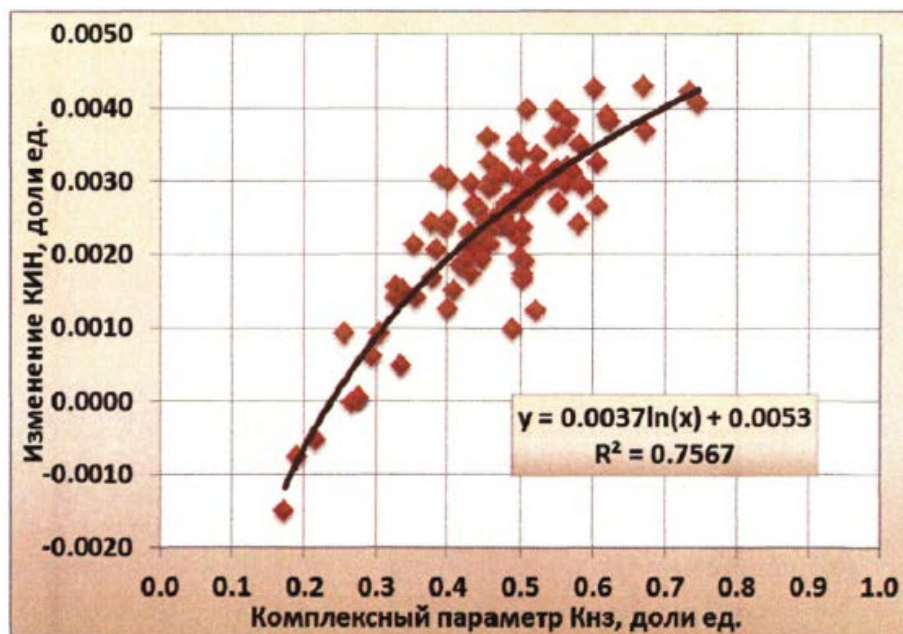


Рисунок 26 – Изменение КИН в зависимости от значения комплексного параметра

Но при этом нахождении среднего арифметического значения влияющих параметров не дает объективную оценку влияющих критериев реальной эффективности нестационарного заводнения, так как в случае низкого значения одного из критериев (например, низкая связность разнопроницаемых прослоев, высокая степень отбора от начальных извлекаемых запасов) значение  $K_{НЗ}$  может оставаться высоким из-за осреднения значений.

Для оценки значения комплексного параметра, соответствующего реальным условиям на конкретных участках, необходимо использовать способ, при котором снижение одного параметра вызвало бы снижение комплексного параметра (например, если  $K_{ТИЗ}$  на участке равно 0, то и нестационарное заводнение неэффективно, и  $K_{НЗ}$  для такого участка должен быть равен 0). Для этого целесообразно нахождение среднегеометрического параметра и формула принимает следующий вид:

$$K_{НЗ}^{CP.ГЕОМ} = \sqrt[6]{K_{ТИЗ} \cdot K_{КН} \cdot K_{КОМП} \cdot K_{Т-П.Н.} \cdot K_{ГД.СВ} \cdot K_{ЛИТ.СВ}}, \quad (16)$$

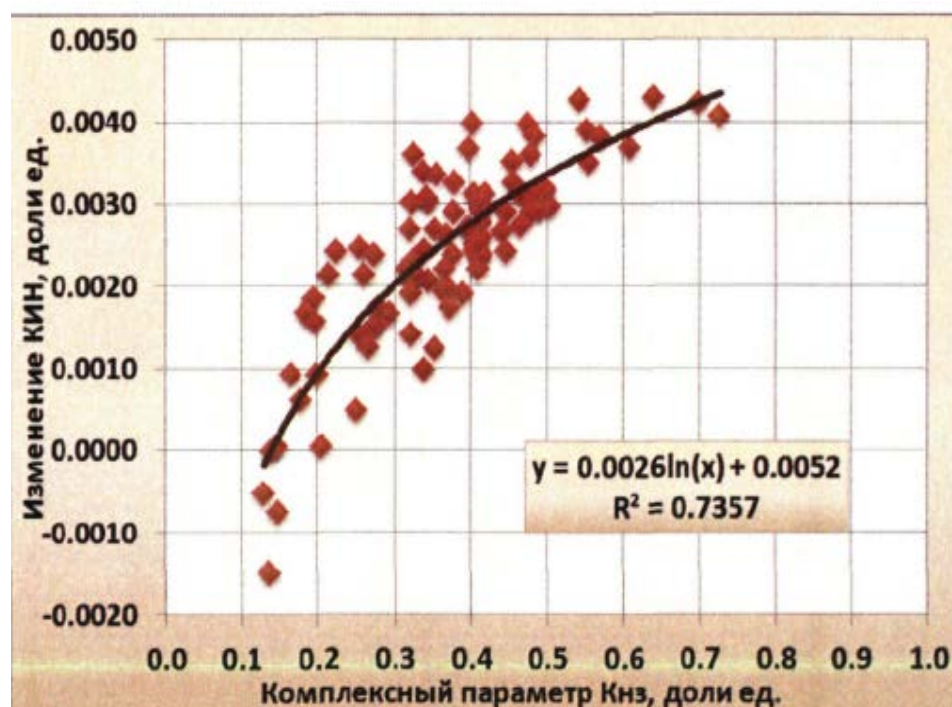


Рисунок 27 – Изменение КИН в зависимости от значения комплексного параметра  $K_{нз}^{CP.ГЕОМ}$

При вычислении среднего геометрического значения наблюдается пропорциональное изменение каждого из влияющих критериев.

Для определения уровня связи между значениями параметров эффективности и величинами изменения коэффициента извлечения нефти (КИН) используется метод ранговой корреляции Спирмена.

Таблица 2 – Шкала Чеддока

№	Теснота связи	Значения коэффициента Спирмена
1	Нет связи	0-0,1
2	Слабая	0,1-0,3
3	Умеренная	0,3-0,5
4	Заметная	0,5-0,7
5	Высокая	0,7-1

Итак, рассмотрим, на примере месторождения Когалымской группы оценку тесноты связи исследуемых параметров.

Таблица 3 – Оценка тесноты связи исследуемых параметров

№	Влияющий параметр, доли ед.	Значение $r_s$ , доли ед.	Теснота связи
1	Гидродинамическая связность пропластков по разрезу ( $K_{ГД.СВ}$ )	0,787	Высокая
2	Компенсация отборов закачкой по участку ( $K_{КОМП}$ )	0,669	Заметная
3	Доля текущих извлекаемых запасов ( $K_{ТИЗ}$ )	0,561	Заметная
4	Толщинно-проницаемостная неоднородность ( $K_{Т-П.Н}$ )	0,453	Умеренная
5	Литологическая связность пропластков по площади ( $K_{ЛИТ.СВ}$ )	0,412	Умеренная
6	Относительная гидропроводность пласта ( $K_{КН}$ )	0,389	Умеренная

Формула для определения значения комплексного параметра будет иметь вид:

$$K_{НЗ}^{СР.ГЕОМ} = 3,271 \sqrt{K_{ТИЗ}^{0,561} \cdot K_{КН}^{0,389} \cdot K_{КОМП}^{0,669} \cdot K_{Т-П.Н}^{0,453} \cdot K_{ЛИТ.СВ}^{0,412}}, \quad (17)$$

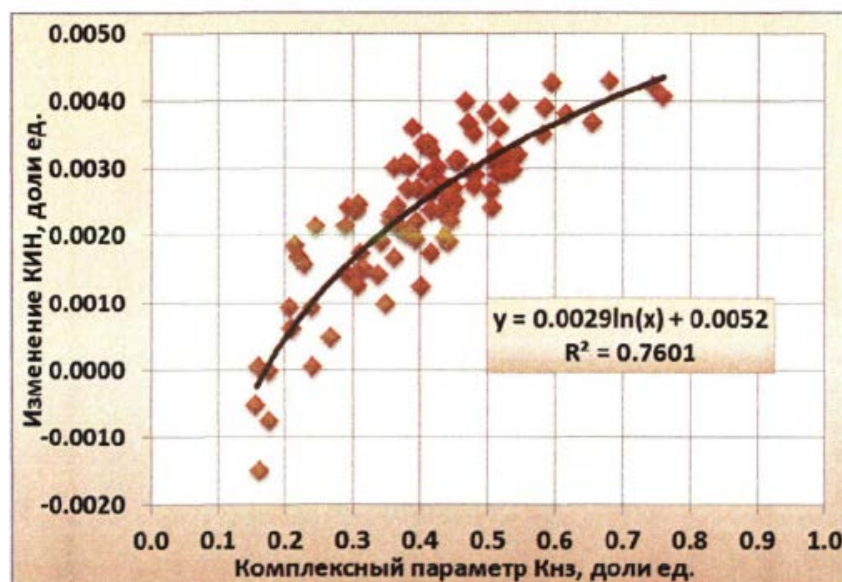


Рисунок 28 – Изменение КИН в зависимости от комплексного параметра в условиях Когалымской группы



Таким образом, вычисление значений комплексного параметра по данной методике позволило повысить достоверность аппроксимации зависимости изменения коэффициента извлечения нефти до 0,76.

На основании полученной зависимости, можно выделить несколько диапазонов значений комплексного параметра с различной эффективностью нестационарного заводнения. Так, при значениях комплексного параметра меньше 0,2 д.ед. эффективность нестационарного заводнения будет равна нулю или даже отрицательной; при значениях от 0,2 до 0,5 д.ед. может быть получена как низкая, так и высокая эффективность; при значениях комплексного параметра выше 0,5 эффективность нестационарного заводнения может достичь максимальных значений – изменение коэффициента извлечения нефти изменяется от 0,002 до 0,004 д.ед. и выше.

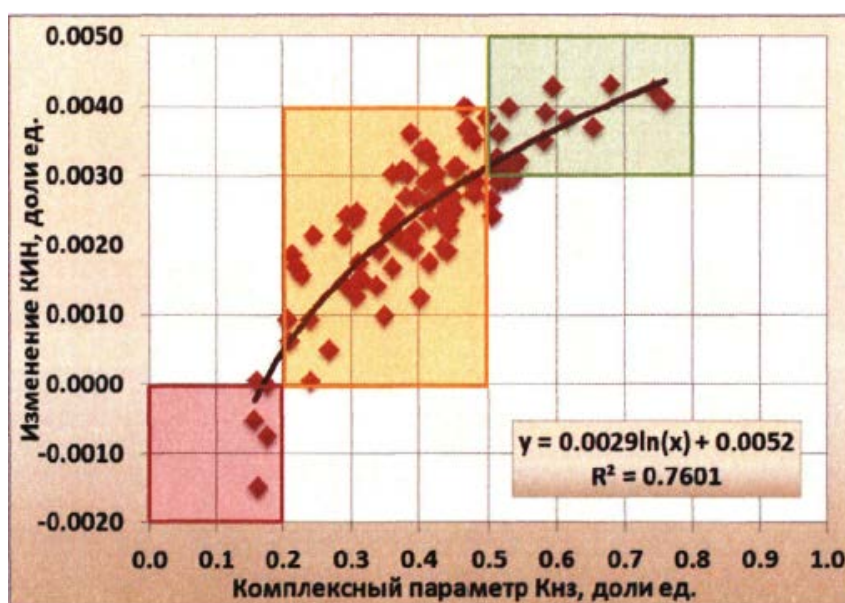


Рисунок 29 – Выделение диапазонов с различной ожидаемой эффективностью применения нестационарного заводнения

Таким образом, все значения комплексного параметра можно разделить на группы:

- область низкой эффективности ( $K_{нз} < 0,2$  д.ед.);
- область средней эффективности (0,3... 0,5 д.ед.);
- область высокой эффективности ( $K_{нз} > 0,5$  д.ед.);

При выборе участка для применения нестационарного заводнения можно также использовать карты распределения комплексного параметра  $K_{нз}$ , который позволяет выделить потенциально благоприятные зоны для такого воздействия.

Группой ученых разработана методика выбора участков для применения нестационарного заводнения:

1. Определение значений параметров, влияющих на эффективность нестационарного заводнения;
2. Расчет значения комплексного параметра  $K_{нз}$  путем вычисления средневзвешенного геометрического значения влияющих параметров;
3. Отображение вычисленных величин комплексного параметра на карте рассматриваемых участков объекта, выбор участков с наибольшими значениями комплексного параметра  $K_{нз}$ ;
4. Построение диаграмм Вороного по всему фонду скважин;
5. Определение величины дополнительной добычи нефти через величины начальных геологических запасов:

$$\Delta Q_n = \Delta KИИ \cdot Q_{нгз}, \quad (18)$$

где  $\Delta Q_n$  – ожидаемая величина дополнительно добытой нефти от применения нестационарного заводнения на данном участке, тыс.т.;

$\Delta KИИ$  – ожидаемое значение изменения нефтеотдачи от применения нестационарного заводнения на данном участке, доли.ед.;

$Q_{нгз}$  – начальные геологические запасы нефти оцениваемого участка.

Данная методика применима при выборе оптимальных участков для применения нестационарного заводнения.

### 3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ

### ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО

#### 3.1 Автоматизированная система сбора и обработки информации (АССОИ)

Решение таких задач моделирование процессов, происходящих во время разработки месторождения, требует высокотехнологическое оборудование и программное обеспечение. Необходимость использования автоматизированной системы сбора и обработки информации (АССОИ) обусловлена важностью обратной связи между постоянно – действующей геолого-технологической моделью (ПДГМ) и результатами эксплуатации месторождения с целью повышения адекватности моделей и правильности принятия управленческих решений. На рисунке 19 изображена принципиальная схема взаимодействия элементов системы в целом.

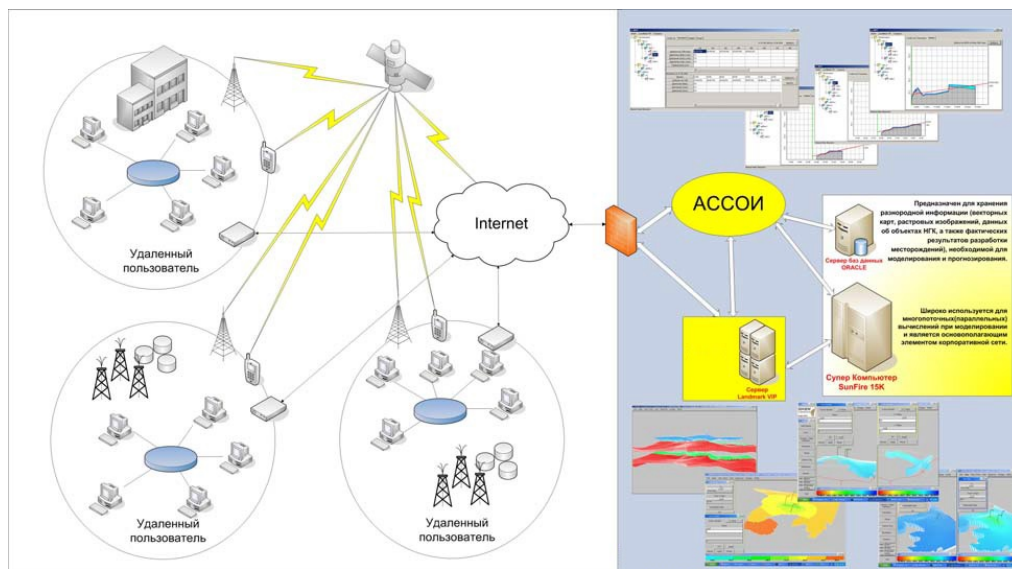


Рисунок 30 – Общая схема взаимодействия элементов системы

Система состоит из двух подсистем: административной и клиентской. Подсистема администрирования предназначена для моделирования структуры организации, для наполнения справочно-информационных полей базы данных. Также система позволяет каждому из объектов назначить индивидуальные параметры, которые условно можно разделить на изменяемые и статические.

Каждый параметр обладает следующими свойствами: название, тип (числовой, строковый, объектный), периодичность обновления и т.д.

Важным аспектом разработки системы является разграничение прав доступа пользователей. Такая система доступа позволяет каждому пользователю назначить определенные возможности по работе с автоматизированной системы сбора и обработки информации (АССОИ) (например, оператору на месторождении не будет доступна функция движения фонда скважин) и строго задать объекты, которые попадают в его зону ответственности.

В момент моделирования закладывается модель фонтон скважин. Дальнейшие движения данных объектов нефтегазового комплекса из фонда в фонд неразрывно связаны с определенными событиями в системе: поломка, плановые работы, ремонт и т.д., которое регистрируется системой. Пользователь, ответственный за движение фонда скважин, в соответствии с политикой безопасности может осуществлять движение только разрешенных ему объектов. Клиентская подсистема предназначена для ввода оперативной информации в базу данных с целью дальнейшего использования в качестве фактических результатов разработки месторождения при гидродинамическом моделировании следующего этапа. На рисунке 31 приведен пример окна ввода оперативных данных с месторождения.

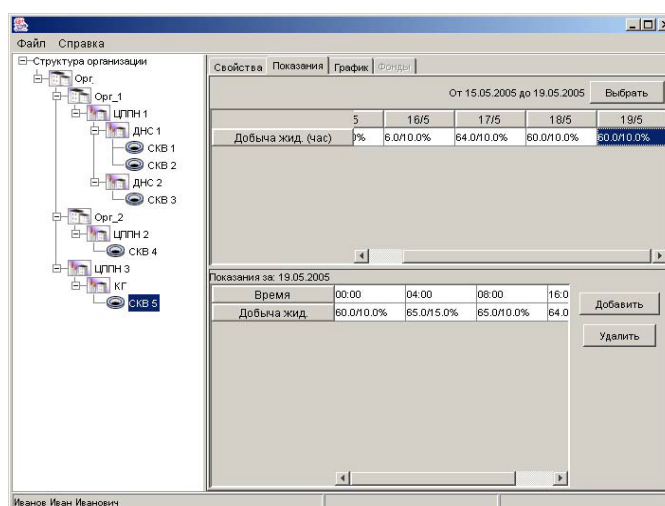


Рисунок 31 – Окно ввода оперативных данных

Кроме того, предусмотрена визуализация накопленных данных в виде графиков с возможностью прогнозирования количества добычи жидкости при

известном темпе роста и обводненности. На рисунке 32 пример визуализации накопленных данных.

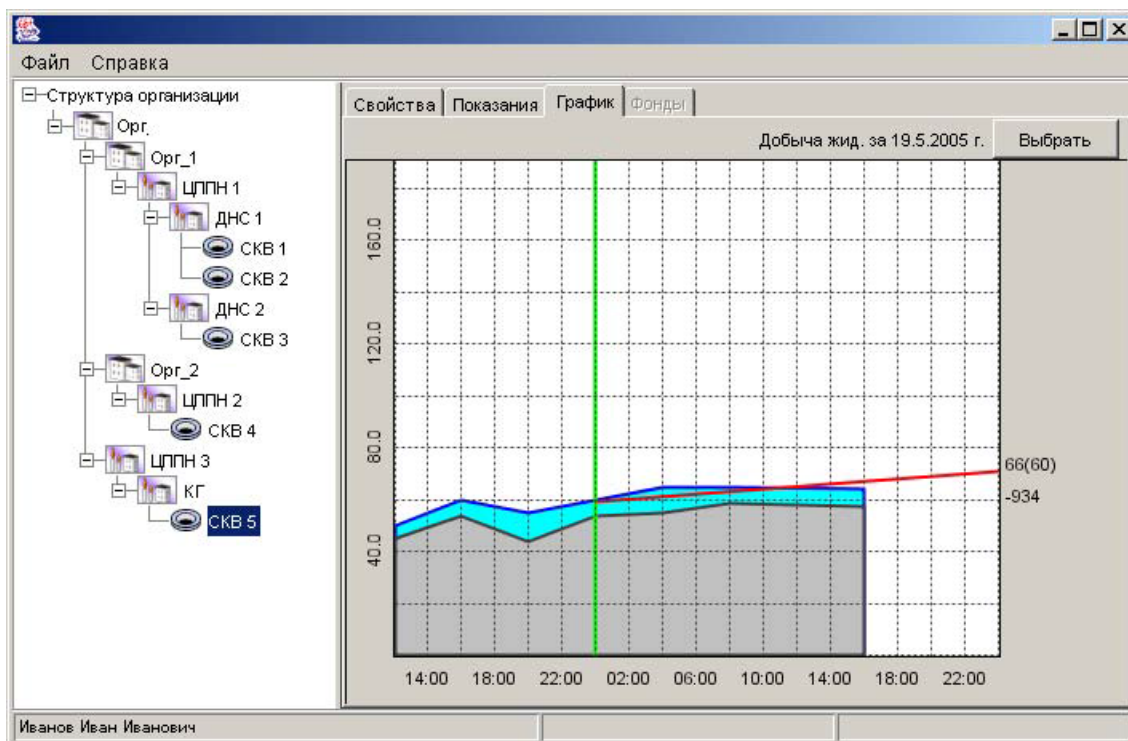


Рисунок 32 – Окно визуализации накопленных данных

Анализ развития гидродинамического моделирования и возможности современных программных комплексов показал увеличение уровня автоматизации и гибкости при прогнозировании системы разработки нефтяной залежи. Появились возможности задания многоуровневых алгоритмов для регулирования режимов работы скважин в зависимости от изменения состояния разработки.

### 3.2 Усовершенствование гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей

Достоверный прогноз технологических показателей при проектировании, анализе и мониторинге невозможен без качественной адаптации геолого-гидродинамической модели к фактическим данным истории разработки. Достоверность решения зависит от количества и качества исходной информации, что выражается в свою очередь в виде неопределенностей параметров, используемых при адаптации гидродинамических моделей.

Программный комплекс Enable позволяет проводить: автоматизированную адаптацию моделей к истории разработки; анализ рисков, т.е. вероятностную оценку показателей разработки; оптимизацию технологических параметров разработки; расчет прогнозных показателей с учетом неопределенностей входных параметров.

Рассматриваемый объект, по которому проводились исследования, характеризуется высокой песчанистостью (средний коэффициент песчанистости равен 0,6 при изменении от 0,33 до 0,82), несмотря на высокую расчлененность (в среднем 6,1 при изменении от 3 до 12). Покрышкой служат глины толщиной 2,6-16 м, в среднем 7,5 м. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,309, отбор – 71,4 % начальных извлекаемых запасов, обводненность продукции добывающих скважин – 91 %.

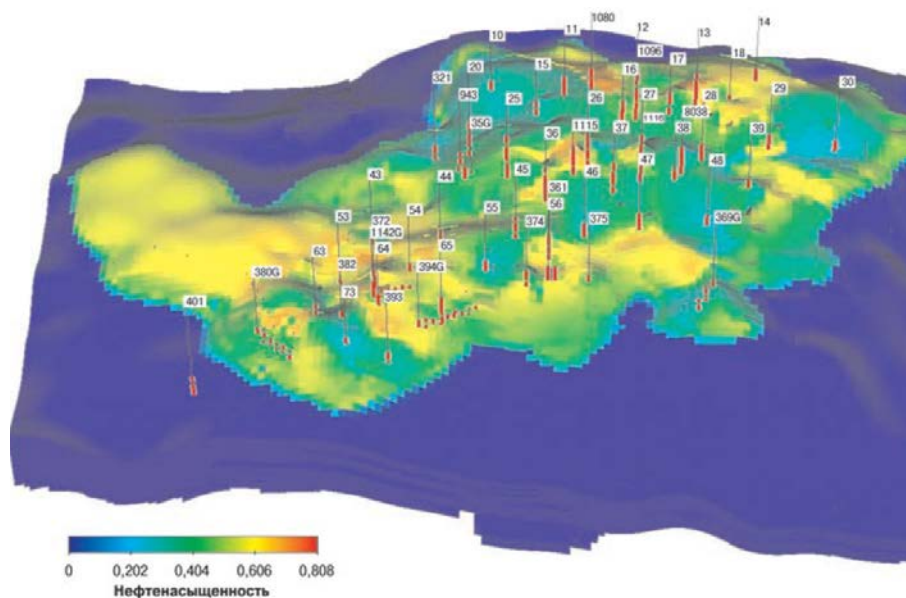


Рисунок 33 – Распределение текущей нефтенасыщенности по верхнему слою гидродинамической модели

Для автоматизированного моделирования использовался следующий алгоритм. Определялись тип, региональное простираие и диапазон неопределенных параметров. Определялись начальные, минимальные и максимальные значения изменяемых параметров. На последнем этапе поиска адаптированных моделей определились вероятностные значения и рассчитывались варианты моделей с лучшей адаптацией. В исследовании были



рассмотрены неопределенности следующих видов: коэффициент вертикальной проницаемости предположительно мог изменяться от исходной горизонтальной проницаемости геологической модели; параметры зависимости капиллярных давлений; значения остаточной нефтенасыщенности в промытой зоне после заводнения; коэффициенты функции проницаемости от пористости; значения скин-факторов в скважинах.

Затем на моделях с наилучшей сходимостью фактических и расчетных показателей были рассмотрены следующие сценарии разработки объекта: перевод скважин, находящихся в консервации после эксплуатации, под нагнетание; бурение новых скважин; изменение режимов работы скважин.

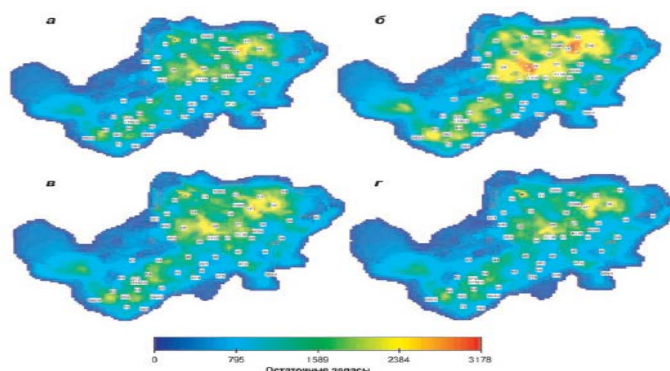


Рисунок 34 – 2D распределение остаточных запасов в пластовых условиях по результатам автоматической адаптации моделей (а, б, в) и по данным ручной адаптации (г)

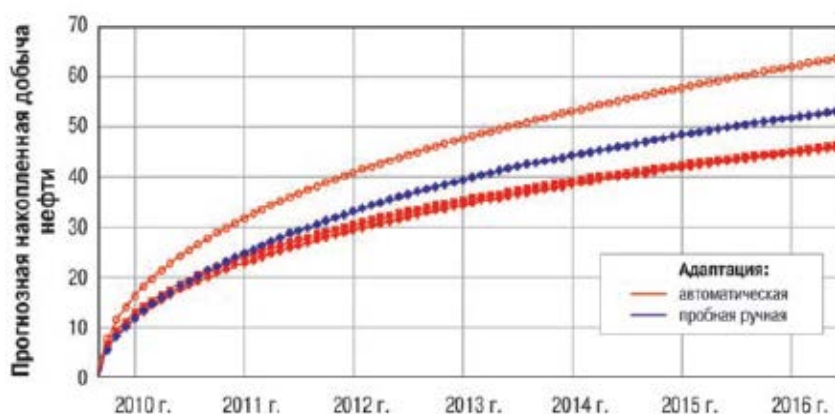


Рисунок 35 – Прогнозная накопленная добыча по результатам автоматической и пробной ручной адаптации

Основным преимуществом использования программного обеспечения для автоматической адаптации геолого-гидродинамических моделей является возможность получения многовариантных решений.

Принятие решения о внедрении конкретного мероприятия на основе диапазона значений ожидаемой накопленной добычи позволило геологическим службам исключить из рассмотрения малоэффективные мероприятия и минимизировать экономические риски.

Использование только традиционных, т.е. ручных методов адаптации геолого-гидродинамических моделей не гарантирует того, что модель будет соответствовать реальному объекту.

### **3.3 Геологическое и гидродинамическое моделирование и их роль в решении задач разработки месторождения**

Геологическую модель можно назвать основой проектирования, влияющей на дальнейшую судьбу месторождения. Модель отражает геологическое строение месторождения, что позволяет спрогнозировать гидродинамические процессы и обосновать эффективные варианты разработки, а также помочь с планированием, контролем и эксплуатацией на всех стадиях разработки месторождения. При построении геологических моделей, можно решить следующие задачи:

- подсчет запасов углеводородов;
- планирование (проектирование) скважин;
- оценка неопределенностей и рисков;
- подготовка основы для гидродинамического моделирования.

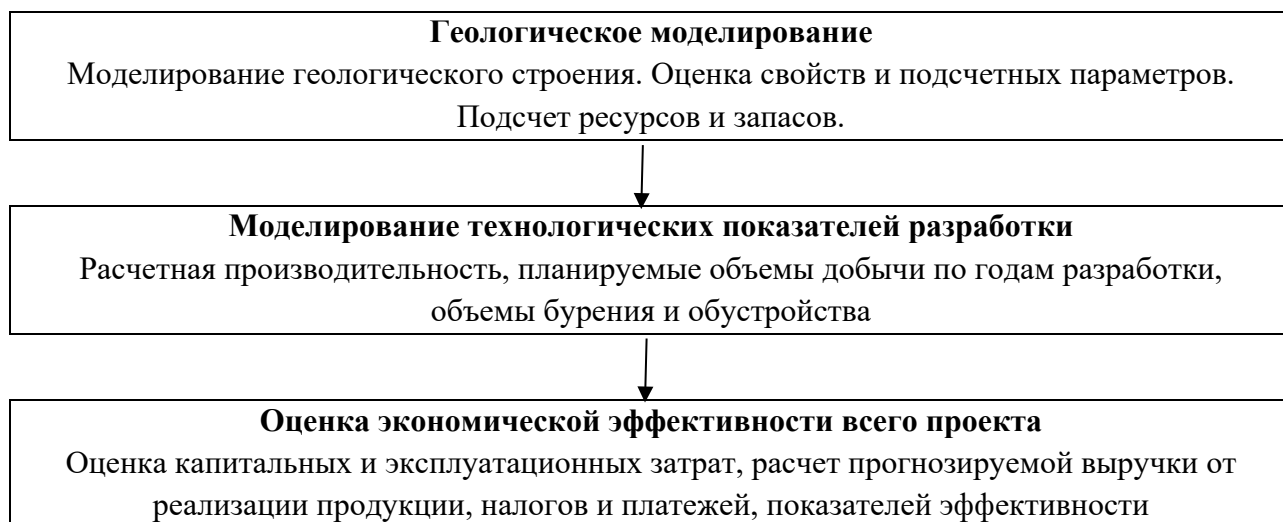
Для корректно построенной модели необходимы следующие исходные данные: координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия; координаты пластопересечений, стратиграфические разбивки, кривые ГИС, отбивки флюидных контактов в скважинах, даты бурения и ввода скважин в добычу(закачку), карты накопленных отборов жидкости; сейсмические данные (структурные карты), уравнение петрофизических зависимостей «керна-керна» и



«керна-ГИС», количественные (Кп, Кпр, Кв) и качественные (описания) керна, общие геологические данные (карты эффективных и нефтенасыщенных толщин, топоснова, отчет по подсчету запасов). Особое внимание следует уделять общим геологическим данным, на их основании будет определяться качество модели.

При корректно построенной геологической модели начинается экономическая оценка.

Рисунок 36 – Схема геолого-экономического анализа



После построения геологической модели, идет подготовка данных для передачи и построения гидродинамической модели. Она в свою очередь помогает при анализе управления процессом разработки месторождения, так как подробно описывает динамические изменения в модели пласта. При гидродинамическом моделировании решаются следующие задачи:

- изучение процессов фильтрации флюидов при различных воздействиях на пласт;
- выбор системы разработки месторождения;
- определение остаточных запасов и застойных зон на конкретные моменты времени;
- технико-экономическое обоснование;

На первом этапе требуются глубокие знания об изучаемом объекте, на этом этапе формулируются основные уравнения, описывающие процесс фильтрации, закон энергии, движения и уравнения состояния. На втором этапе

осуществляется решение конкретной задачи, то есть для заданного набора входных данных. Формирование входных данных является сложной задачей. На этом этапе информация о строении и свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, о режимах и показателях работы скважин преобразуются к виду, требуемого для ввода в модель фильтрации. Строятся геометрические модели пласта на основе интерпретации сейсмических исследований с последующим вводом информации о распределении геолого-физических характеристик (пористости, проницаемости, насыщенности) по данным геофизических и гидродинамических исследований и изучения керна.

В результате проведения гидродинамических расчетов для заданного набора входных данных, определяются выходные характеристики модели – распределение потоков и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т.п. На третьем этапе осуществляется адаптация модели, осуществляется уточнение основных параметров пласта заложенных в модель. Чаще всего корректируются абсолютные и фазовые проницаемости, коэффициент сжимаемости пор, коэффициент продуктивности и приемистости скважин. Обработка данных производится многократно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенностей, которое возникает в результате заданного воздействия – заданных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Построенную таким образом модель объекта используют для прогнозирования и планирования добычи, оценки запасов, комплексной оптимизации пласта. По мере накопления информации модель пласта уточняется, совершенствуется, отражает новую информацию о пласте, технологических решениях, применяемом на месторождении и может использоваться для дальнейшего управления процессом.

Гидродинамическое моделирование применяется также для уточнения строения и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки, по обработке результатов исследований скважин, по изучению процессов вытеснения на керне и определению фазовых проницаемостей. Также

используется для создания моделей течения в неоднородных и трещинно-поровых средах, изучение механизмов воздействия на пласт и моделирование новых технологий, притока к горизонтальным скважинам и трещинам гидроразрыва.

Основными программами для создания геологических моделей месторождений служат: Petrel (Schlumberger), Irap (Roxar), Stratamodal (Landmark), DV-Geo (ЦГЭ). Для создания гидродинамических моделей чаще используют Eclipse/Petrel (Schlumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст»). Стоит отметить разработку специализированного программного комплекса HydroGeo, разработанного М.Б.Букаты, она предназначена для гидродинамического и гидрогеохимического моделирования [25].

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5В	Шумовой Веронике Геннадиевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Оценка затрат при внедрении технологии , затрат на эксплуатацию при внедрении технологии нестационарного заводнения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых и амортизационных отчислений.
2. Планирование научно-исследовательских работ	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Расчет экономической эффективности внедрения технологии нестационарного заводнения

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5В	Шумова Вероника Геннадиевна		

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Техничко-экономическая эффективность применения нестационарного заводнения

Экономическая эффективность определяется с целью соотношения затрат и результатов при внедрении технологии нестационарного заводнения на месторождении.

В качестве основных показателей при определении экономической эффективности учитываются следующие основные показатели: объем дополнительной нефти, добытой на месторождении; дополнительные затраты, связанные с применением технологии; себестоимость дополнительно добытой нефти и приведенные затраты.

По объекту просчитана предположительная продолжительность цикла 3 месяца при сниженном показателе отбора жидкости закачкой до 50%. Для внедрения нестационарного заводнения выбрана схема: в течение цикла две нагнетательные скважины остановлены, а две другие находятся под закачкой и наоборот. Основные исходные характеристики расчетных вариантов приведены в таблице 4

Таблица 4 – Основные исходные расчетные характеристики месторождения

Характеристики	Единица измерения	Варианты	
		I вариант	II вариант
1	2	3	4
Режим разработки		внутриконтурная система заводнения	
Тип заводнения		стационарное	циклическое
Система размещения скважин		треугольная	
Расстояние между скважинами	м	250-450	
Плотность сетки	10 <sup>4</sup> м <sup>2</sup> /скв	18,4	
Режим работы скважин:			
- добывающих (на забое скважин)	МПа	5,0	5,0
- нагнетательных (на устье скважин)	МПа	12,0	12,0

#### Продолжение таблицы 4

Коэффициент эксплуатации фонда скважин:			
- добывающих	д.ед.	0,95	0,95
- нагнетательных	д.ед.	0,95	0,95
Коэффициент компенсации отбора закачкой	%	50	50

## 4.2 Определение затрат при внедрении технологии

Нестационарное в сравнении с обычным заводнением требует наличия резерва мощностей в системе заводнения.

При внедрении технологии в основном необходимо следующее оборудование: комплект насосного оборудования повышенного давления; регуляторы.

Дополнительные затраты складываются из себестоимости оборудования, необходимого для осуществления метода.

Детальный расчет экономических показателей производится на 2018 год при внедрении нестационарного заводнения.

### 4.2.1 Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по статьям калькуляции или элементам затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями:

- 1) обслуживание добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) энергетические затраты для механизированной добычи жидкости;
- 3) поддержание пластового давления;
- 4) амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих,

цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Амортизация скважин рассчитывается исходя из их балансовой стоимости и действующих норм на их полное восстановление.

Таблица 5 – Нормативы эксплуатационных затрат

№	Наименование показателей	Единицы измерения	Показатели
1.	Обслуживание нефтяных скважин (с общепроизводственными расходами)	тыс. руб./скв.	550,45
2	Технологическая подготовка нефти	руб/т жидкости, идущей на тех.подготовку	24,10
3	Сбор и транспорт нефти	руб/т жидкости, идущей на тех.подготовку	30,10
4.	Затраты на электроэнергию	руб./т жидкости	9,60
5.	Расходы на закачку	руб./м <sup>3</sup>	18,60
6.	Расходы на оплату труда	тыс. руб./ чел. год	159,5
7.	Норма амортизационных отчислений скважин	%	6,70
8.	Остаточная стоимость скважин	тыс.руб	8349

Определим эксплуатационные затраты:

- 1) Обслуживание скважин (включая общепроизводственные затраты):

$$Z_{oi} = Z_o \cdot (N_A + N_i), \quad (19)$$

где  $Z_{oi}$  - обслуживание фонда скважин в году  $i$ , тыс.руб.;

$Z_o$  – затраты на обслуживание действующего фонда скважин, тыс.руб./скв-год;  
 $N_A$  – действующий фонд нефтяных скважин в году  $i$ , скважин;  
 $N_i$  – действующий фонд нагнетательных скважин в году  $i$ , скважин;  
 $i$  – индекс текущего года.

$$Z_{o2018} = Z_o \cdot (N_A + N_i) = 550,45 \cdot (11 + 2) = 7155,85 \text{ тыс.руб.}$$

2) Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{ТПi} = Z_{ТП} \cdot Q_I, \quad (20)$$

где  $Z_{ТПi}$  – затраты на технологическую подготовку нефти в году  $i$ , тыс.руб;  
 $Z_{ТП}$  – затраты по технологической подготовке нефти, руб./т (жидкости);  
 $Q_I$  – количество добытой жидкости, идущей на технологическую подготовку в году  $i$ , тыс.т;

$$Z_{ТП2018} = Z_{ТП} \cdot Q_I = 24,10 \cdot 22,53 = 542,97 \text{ тыс.руб.}$$

3) Сбор и транспорт нефти и газа:

$$Z_{СбTi} = Z_{СбТ} \cdot Q_{ж}, \quad (21)$$

где  $Z_{СбTi}$  – затраты по сбору и транспорту нефти и газа в году  $i$ , тыс.руб.;  
 $Z_{СбТ}$  – затраты по сбору и транспорту нефти и газа, руб./т (жидкости);  
 $Q_{ж}$  – добыча жидкости из пласта в году  $i$ , тыс.т;

$$Z_{СбТ2018} = Z_{СбТ} \cdot Q_{ж} = 30,10 \cdot 95,90 = 2886,59 \text{ тыс.руб.}$$

4) Энергетические затраты на извлечение жидкости:

$$Z_{ЭнДi} = Z_{ЭнД} \cdot Q_{ж}, \quad (22)$$

где  $Z_{ЭнДi}$  – затраты на извлечение жидкости из пласта в году  $i$ , тыс.руб.;  
 $Z_{ЭнД}$  – затраты на извлечение жидкости из пласта, руб./т. (жидкости);  
 $Q_{ж}$  – добыча жидкости механизированным способом в году  $i$ , тыс.т.;

$$Z_{ЭнД2018} = Z_{ЭнД} \cdot Q_{ж} = 9,60 \cdot 95,9 = 920,64 \text{ тыс.руб.}$$

5) Энергетические затраты на закачку воды:

$$Z_{ЭнЗi} = Z_{ЭнЗ} \cdot Q_{зв}, \quad (23)$$

где  $Z_{ЭнЗi}$  – затраты на закачивание воды в пласт в году  $i$ , млн.руб.;  
 $Z_{ЭнЗ}$  – затраты на закачку воды в пласт, руб/м<sup>3</sup>;



$Q_{зв}$  – объем закачиваемой воды в году  $i$ , тыс.м<sup>3</sup>;

$$З_{ЭнЗ2018} = З_{ЭнЗ} \cdot Q_{зв} = 18,60 \cdot 44,30 = 823,98 \text{ тыс.руб.}$$

б) Итого эксплуатационных затрат:

$$З_{теки} = З_{oi} + З_{СбТi} + З_{ТПi} + З_{ЭнДи} + Т_{ЭнЗi}, \quad (24)$$

где  $З_{тек}$  – эксплуатационные затраты, тыс.руб.

$$\begin{aligned} З_{тек2018} &= З_{o2018} + З_{СбТ2018} + З_{ТП2018} + З_{ЭнД2018} + Т_{ЭнЗ2018} = 7155,85 + 542,97 + 2886,59 + 920,64 \\ &+ 823,98 = 12330,03 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

Расчет амортизационных отчислений:

$$A_i = O_i \cdot \frac{6,7}{100}, \quad (25)$$

$A_i$  – амортизационные отчисления по скважинам в году  $i$ , млн.руб.;

$O_i$  – остаточная стоимость фонда скважин в году  $i$ , тыс.руб.

6,7 – ежегодная норма амортизационных отчислений по скважинам, %;

$$A_{2018} = O_{2018} \cdot \frac{6,7}{100} = 8349 \cdot 6,7 / 100 = 559,38 \text{ тыс.руб.}$$

Итого эксплуатационные затраты с амортизационными отчислениями:

$$З_i = З_{тек} + A_{2018}, \quad (26)$$

где  $З_i$  – эксплуатационные затраты без налогов и платежей в году  $i$ , тыс.руб.;

$$З_{2018} = З_{тек} + A_{2018} = 12330,03 + 559,38 = 12889,41 \text{ тыс.руб}$$

### 4.3 Капитальные вложения

Для внедрения нестационарного заводнения на месторождении необходимо приобретение наземного оборудования (станция управления «Электрон-04», ЭЦН-125-1800, погружной электродвигатель, кабель, трансформатор) – 3216,00 тыс.руб., обвязка водозаборной скважины 267,00 тыс.руб., утепление устьев 4х нагнетательных скважин -224,00 тыс.руб.

### 4.4 Платежи и налоги

В соответствии с законодательством и Налоговым Кодексом РФ определяются страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного

социального страхования от несчастных случаев при производстве работ на кустовых площадках (таблица 6).

Таблица 6 – Ставки налогов и отчислений

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	Значения
1	Налог на добавленную стоимость	%	18,0
2	Экспортная пошлина (при проектных ценах)	долл/т	138,3 (В соответствии со ст. 3 п. 4 ФЗ РФ от 21.05.1993 в ред. от 07.05.2004)
3	Единый социальный налог - с 1 января 2005 года	%	26,0
4	Обязательное страхование от несчастных случаев	%	0,5
5	Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	$419 \cdot (\Pi - 8) \cdot P / 252 \cdot K_B$
6	Добровольное медицинское страхование	%	3,0
7	Ставка налога на прибыль	%	20,0

Рассчитаем платежи и налоги, включаемые в себестоимость нефти.

1) Фонд оплаты труда:

$$\Phi OT_i = N \cdot T \cdot (N_A + N_i), \quad (27)$$

где  $\Phi OT_i$  – фонд оплаты труда в году  $i$ , тыс.руб.;

$N$  – удельная численность предприятия, чел./скв.;

$T$  – расходы на оплату труда работника предприятия, тыс.руб./ чел.

$$\Phi OT_{2018} = N \cdot T \cdot (N_A + N_i) = 1,40 \cdot 159,50 \cdot (11 + 2) = 2902,90 \text{ тыс.руб}$$

2) Единый социальный налог:

$$ECH_i = \Phi OT \cdot \frac{C_{есн}}{100}, \quad (28)$$

где  $ECH_i$  – единый социальный налог в году  $i$ , тыс.руб.;

$C_{есн}$  – ставка единого социального налога, %;

$$ECH_{2018} = \Phi OT \cdot \frac{C_{есн}}{100} = 2902,90 \cdot \frac{26}{100} = 754,75 \text{ тыс.руб.}$$

3) Обязательное страхование от несчастных случаев:

$$OC_i = \Phi OT \cdot \frac{C_{oc}}{100}, \quad (29)$$

где  $OC_i$  – отчисление обязательное на страхование от несчастных случаев в году  $i$ , тыс.руб.;

$C_{oc}$  – ставка отчислений на обязательное страхование от несчастных случаев, %;

$$OC_{2018} = \Phi OT \cdot \frac{C_{oc}}{100} = 2902,9 \cdot \frac{0,5}{100} = 14,51 \text{ тыс.руб.}$$

4) Налог на добычу полезных ископаемых:

$$НДПИ_i = Q_i \cdot 419 \cdot (Ц - 9) \cdot \frac{Д}{261} \cdot K_{\epsilon}, \quad (30)$$

где  $НДПИ_i$  – уплата налога на добычу полезных ископаемых в году  $i$ , тыс.руб.;

$Ц$  – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «ЮРАЛС», долл./барр.

$Д$  – среднее значение курса доллара США к рублю РФ, руб./долл.

$K_{\epsilon}$  – коэффициент характеризующий степень выработанности запасов в году  $i-1$ , доли единицы;

$$НДПИ_{2018} = Q_i \cdot 419 \cdot (Ц - 9) \cdot \frac{Д}{261} \cdot K_{\epsilon} = 22,53 \cdot 419 \cdot (69,00 - 9) \cdot 62,69 / 261 \cdot 1 = 135937,00$$

тыс.руб.

5) Добровольное медицинское страхование:

$$ДМС_i = \Phi OT \cdot \frac{C_{oc}}{100}, \quad (31)$$

где  $ДМС_i$  – отчисление обязательное на страхование

$C_{oc}$  – ставка отчислений на обязательное страхование от несчастных случаев, %;

$$ДМС_{2018} = \Phi OT \cdot \frac{C_{oc}}{100} = 2902,90 \cdot 3 / 100 = 87,09 \text{ тыс.руб.}$$

6) Итого платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти:

$$C_n = \Phi OT_i + ЕСН_i + OC_i + НДПИ_i + ДМС_i, \quad (32)$$

где  $C_n$  – сумма налогов и платежей уплаченных предприятием в году  $i$ , тыс.руб.

$$C_n = \Phi OT_i + ЕСН_i + OC_i + НДПИ_i + ДМС_i = 2902,90 + 754,75 + 14,51 + 135937,00 + 87,09 = 139696,25 \text{ тыс.руб.}$$

7) Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти:

$$Z_{\Sigma} = Z_{2018} + C_n = 12889,41 + 139696,25 = 152585,66 \text{ тыс.руб.} \quad (33)$$

8) Себестоимость одной тонны нефти:

$$C_n = \frac{Z_{\Sigma}}{Q} = 152585,66 / 22,53 = 6772,55 \text{ руб./т.} \quad (34)$$

#### 4.5 Сравнение технологических показателей

Основные технологические показатели вариантов разработки приведены в таблице 7

Таблица 7 – Основные технологические показатели

№№ п.п.	Показатели	Единица измерения	Варианты разработки	
			стационарное заводнение	нестационарное заводнение
1	2	3	4	5
1	Окончание срока разработки	лет	39	41
2	Фонд скважин, в том числе	шт.	19	19
2.1	добывающих	шт.	11	11
2.2	нагнетательных	шт.	4	4
3	Добыча нефти с начала разработки	тыс.т.	564	583
4	Отбор жидкости с начала разработки	тыс.т.	2900	2951
5	Закачка воды с начала разработки	тыс.м <sup>3</sup>	1260	1228
6	Коэффициент извлечения нефти	д.ед.	0,332	0,343
7	Средняя обводненность к концу разработки	%	98,0	98,0

Как видно из таблиц, эксплуатация нефти ведется 11 добывающими скважинами, поддержание пластового давления проводится путем закачки сточной воды в 4 нагнетательных скважин. Метод нестационарного заводнения в отличие от стационарного имеет дополнительную добычу нефти 19 тыс.т., увеличивается срок разработки месторождения.

Исходя из расчетов материальных затрат, мероприятия по нестационарному заводнению можно отнести к экономически и технологически эффективным.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Шумовой Веронике Геннадиевне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Обоснование применения нестационарного заводнения на основе геологического и гидродинамического моделирования при разработке месторождений Западной Сибири

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является нестационарное заводнение на основе геологического и гидродинамического моделирования на месторождениях Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны;</li> </ul>	– Трудовой Кодекс Российской Федерации (ТК РФ)
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</li> <li>– Превышение уровней шума.</li> <li>– Превышение уровня вибрации.</li> <li>– Недостаточная освещённость рабочей зоны.</li> <li>– Повышенная запылённость рабочей зоны.</li> <li>– Электрический ток.</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</li> <li>– Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	– Оценка и анализ воздействия работ по нестационарному заводнению на атмосферу, гидросферу, литосферу.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	– нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов,

	<p>содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;</p> <p>– разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;</p> <p>– нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Шумова Вероника Геннадиевна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В настоящее время основным способом выработки месторождений Западной Сибири является заводнение нефтяных пластов. Одной из относительно не дорогих для внедрения технологий, относящихся к гидродинамическим методам, является нестационарное заводнение. Для условий, когда коллекторы характеризуются высокой неоднородностью пласта, повышенной вязкостью нефти и низкой проницаемостью, обычное заводнение становится малоэффективным. Данный метод применим как на ранней, так и на поздней стадии разработки месторождения.

На большинстве месторождений после практически полной выработки остаточная нефть находится в капиллярно-защемленном виде или в виде отдельных целиков нефти. Для повышения полноты ее извлечения широко используется метод нестационарного воздействия, который доказал свою эффективность на ряде месторождений.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [20]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного

периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по нестационарному заводнению оператором ППД на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны пожары и взрывы, разобраны меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.

## **5.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.



Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путем рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 8).

Таблица 8 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

<b>Скорость ветра, м/с</b>	<b>Температура воздуха, °С</b>
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

#### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ (очистки призабойной зоны), которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [11]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий

допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши [12].

### **Превышение уровня вибрации**

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [13] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [12]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

## **5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия**

### **Электрический ток**

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока

проявляется в виде электротравм (ожоги, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [14].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [14].

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Механические травмы могут возникать при монтаже демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить

мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты-устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [15] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [16].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды; периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

#### **Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).**

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденные Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для заводнения, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и т.д.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды.

## **5.4 Экологическая безопасность**

Операции по заводнению сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду

предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

### **Загрязнение атмосферы**

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества, которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин, а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

### **Загрязнение гидросферы**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

### **Загрязнение литосферы**

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц.

Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Освоение и прокладка новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

При проведении работ по нестационарному заводнению, не производится закачка химических композиций, ведется только закачка технологически подготовленной воды необходимой минерализации. Таким образом, данный метод оказывает минимальное негативное влияние на окружающую среду.

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по нестационарному заводнению:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;

- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [17].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих;



автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [18]. Классификация средств пожаротушения приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Классификация средств пожаротушения

<b>Первичные средства пожаротушения</b>	<b>Установки пожаротушения и пожарной сигнализации</b>	<b>Пожарные машины</b>	<b>Другая техника, приспособленная для тушения пожаров</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Огнетушители: <i>водные, пенные, порошковые, газовые, комбинированные</i></li> <li>- Внутренние пожарные краны;</li> <li>- Не механизированный инструмент;</li> <li>- Пожарный инвентарь.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Приборы приемно-контрольные;</li> <li>- извещатели;</li> <li>- устройства звуковой и световой сигнализации;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- пожарные автомобили: <i>основные</i> (автоцистерны порошкового тушения, аэродромные, насосные станции и др) <i>специальные</i> (автоподъемники, автолестницы и др.) <i>вспомогательные</i> (лаборатории, мастерские и др.).</li> <li>- пожарные авиационные средства;</li> <li>- пожарные плавсредства;</li> <li>- пожарные поезда.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- трубопроводные системы;</li> <li>- землеройная техника;</li> <li>- дорожно - строительная техника;</li> <li>- другие.</li> </ul>

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [19], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести – повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

### **Выводы**

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена технологическая эффективность нестационарного заводнения, анализ влияния критериев применимости нестационарного заводнения с использованием гидродинамического моделирования. Рассмотрено обоснование оптимального времени полуцикла на примере Суторминского месторождения – 15, 30, 45 суток в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта, с дополнительной добычей нефти 1,3 тыс.т и сокращением попутно добываемой жидкости на 1,6 тыс.т.

Для оценки геологического и гидродинамического моделирования на технологию нестационарного заводнения, был рассмотрен участок с падением добычи больше 10%. При подборе на гидродинамической модели оптимальным оказался полуцикл 20 дней, расстояние между скважинами от 280 до 800м. Сделан вывод, что моделирование процессов позволяет спрогнозировать эффект от применения нестационарного заводнения, определить оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

Сделан анализ выбора участков для применения нестационарного заводнения на примере месторождения Когалымской группы. Выбрана область с ожидаемой эффективностью мероприятий на основании вычисленного комплексного параметра, и сделан вывод, что при его значениях выше 0,5 эффективность нестационарного заводнения может достичь максимальных значений, при этом коэффициент извлечения нефти (КИН) изменяется от 0,002 до 0,004 д.ед.).

Были рассмотрены усовершенствования гидродинамического моделирования на основе автоматизированного моделирования и анализа неопределенностей.

Также был определен экономический эффект от внедрения нестационарного заводнения на месторождении Западной Сибири, при этом эксплуатационные затраты на добычу нефти составили 152585,66 тыс.руб, а себестоимость нефти 6772,55 руб./т.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ, а также проанализированы опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье рабочих и рекомендованы мероприятия по их предотвращению.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. РД-39-I-72-78 Руководство по проектированию и применению циклического заводнения.
2. Матусевич В.М., Сабанина И.Г. Гидрогеологические особенности конечных стадий разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 5-6. – с. 1242– 1247.
3. Гуляев В.Н. Исследование и обоснование выбора участков на эксплуатационных объектах для применения гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи. Тюмень: филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», 2015. – с.140.
4. РД 39-3-507-80 Руководство по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет применения циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков/СИБНИИНП-Тюмень, 1980. – с. 92.
5. Боксерман А.А., Губанов А.И., Желтов Ю.П., Кочешков А.А., Оганджаниянц В.Г., Сургучев М.Л., Способ разработки нефтяных месторождений// Изд.А.С. СССР 193402 – 1967.
6. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты/ Недра–1988. – с.121.
7. Смирнова Т.С., Долгова Е.Ю., Меркитанов Н.А., Тулегенов А.Р. Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта. // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №7. – с. 27-34.
8. Закиров Р.Х / Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз». Георесурсы, 2009, – с. 34-36.
9. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений/ Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – с. 146.

10. Кашапова Г.Р. Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2017 — № 1(3). — с. 54-59.
11. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. — с. 25.
12. СП 51.13330.2011 Защита от шума.
13. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990-с.20.
14. ГОСТ 12.1.030-81 Защитное заземление. Зануление.
15. ГОСТ 12.2.062-81 Оборудование производственное. Ограждения защитные.
16. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — с. 288.
18. ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности. — М; Стандартиформ, 2014. — с. 23.
19. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».
20. Трудовой Кодекс— ТК РФ— Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;
21. Медведев К.Ю. Перспективы применения нестационарного заводнения с целью повышения выработки запасов нефти / Науки о Земле. — 2017— №2. — с.147-158.
22. Аубакиров А.Р. Разработка методических решений для планирования циклического заводнения на основе трехмерного гидродинамического

- моделирования. Москва: филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2019. – с.106.
23. Медведев К.Ю. Повышение эффективности разработки неоднородных высокообводненных карбонатных залежей путем совершенствования технологии нестационарного заводнения. Москва, 2018. – с.105.
24. Антонов О.Г. Совершенствование методов регулирования разработки нефтяных залежей на основе геолого-технологического моделирования. Бугульма, 2016. – с. 106.
25. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. – с. 96.
26. Абидов Д.Г., Камартдинов М.Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2013. Том 322. №1. – с.91-96.